

VISIT...

LANZAROTE
Caliente.COM

Рецензент: Кафедра АЭС МЭИ

Синев Н. М.

С 38 Экономика ядерной энергетики: Основы технологии и экономики производства ядерного топлива. Экономика АЭС: Учеб. пособие для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 480 с.; ил.

Рассмотрена специфика технологии и определяемой ею экономики основных стадий и главных процессов производства природного и обогащенного урана, твэлов и тепловыделяющих сборок, радиохимической регенерации отработавшего топлива и обращения с радиоактивными отходами. Даны расчетные формулы потребления ядерного топлива на АЭС, рассмотрены критерии эффективности его использования стоимости различных переделов. Третье издание книги (1-е изд. — 1980 г., 2-е изд. — 1984 г.) дополнено новым разделом «Экономика АЭС».

Для студентов вузов, а также для студентов и инженеров энергофизических специальностей.

С 2304000000631
051(01)-87 258-87

ББК 31.4

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

НИКОЛАЙ МИХАЙЛОВИЧ СИНЕВ

ЭКОНОМИКА ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКИ ПРОИЗВОДСТВА ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА. ЭКОНОМИКА АЭС

Редактор В. А. Кузьмичева
Редактор издательства Г. В. Чернышова
Художественный редактор Б. Н. Тумин
Технический редактор В. В. Хапаева
Корректор Г. А. Полоиская
ИБ № 2309

Сдано в набор 24.04.87 Подписано в печать 31.07.87 Т-16543
Формат 60×90^{1/16} Бумага ки.-жур. № 2 Гарнитура литературная
Печать высокая Усл. печ. л. 30,0 Усл. кр.-огт. 30,0 Уч.-изд. л. 35,71
Тираж 3000 экз. Заказ 6105 Цена 1 р. 50 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10
Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного
Знамени МПО «Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова»
Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам
издательства, полиграфии и книжной торговли. 113054, Москва, Вало-
вая, 28.

© Атомиздат, 1980

© Энергоатомиздат, 1984, с изменениями

© Энергоатомиздат, 1987, с изменениями и дополнениями

ПРЕДИСЛОВИЕ

Ядерная энергетика превратилась в важнейший фактор научно-технического прогресса.

Суммарная мощность АЭС во всем мире к 1987 г. превысила 260 млн. кВт, а доля производимой на АЭС электроэнергии достигла 15% общей ее мировой выработки. В эксплуатации и строительстве находятся АЭС с реакторами, обладающими единичной тепловой мощностью 3,2—4,8 млн. кВт, а электрической 1—1,5 млн. кВт.

Действующие АЭС доказали свою экономичность, надежность и возможность безопасной эксплуатации при строгом обеспечении жестких требований ядерной и радиационной безопасности и защиты окружающей среды.

В нашей стране осуществляется программа широкого развития ядерной энергетики. В «Основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986—1990 годы и на период до 2000 года», принятых XXVII съездом КПСС, указано, что одним из важнейших направлений в совершенствовании топливно-энергетического баланса страны должно стать опережающее развитие ядерной энергетики в европейской части СССР, где намечено сооружение большого количества крупных АЭС.

Суммарная мощность АЭС к концу 1986 г. в СССР превысила 28 млн. кВт. На АЭС в 1986 г. произведено около 11% всей электроэнергии страны. В текущем пятилетии (1986—1990 гг.) мощности АЭС в СССР возрастут более чем в 2 раза. Будут сооружаться АЭС единичной мощностью 4—6 млн. кВт (тепл.) с водоохлаждаемыми реакторами на тепловых нейтронах. Завершится сооружение первых атомных станций теплоснабжения (АСТ). Будет существенно продвинута вперед разработка реакторов-размножителей на быстрых нейтронах и их топливного цикла.

Ядерная теплоэлектроэнергетика СССР в ближайшем десятилетии займет значительное место в топливно-энергетическом комплексе страны, развитие которого является ключевой задачей дальнейшего подъема всей экономики.

Осуществление программы ядерной энергетики позволит сэкономить значительные капиталовложения, существенно облегчит

организацию транспортирования все возрастающих потоков топлива и энергии с востока на запад страны, снизит текущие эксплуатационные затраты на получение тепловой и электрической энергии, увеличит надежность энергоснабжения в европейской части СССР.

Использование нового источника энергии — ядерного топлива — на АЭС, АСТ и АТЭЦ в ближайшие десятилетия позволит существенно сократить потребление органического топлива (в первую очередь, нефти) во многих районах европейской части страны. Именно на этой территории СССР сосредоточены основные потребители энергии, и именно здесь из года в год возрастает дефицит дешевого органического топлива, покрываемый главным образом за счет доставки его из восточных районов страны.

Благодаря чрезвычайно высокой калорийности ядерного топлива основной экономический эффект при замещении им органического топлива народное хозяйство получает за счет сокращения затрат в сфере добычи и транспортирования органического топлива и в меньшей мере — непосредственно на АЭС. Это значит, что экономичность ядерной энергетики должна определяться при рассмотрении ее как составной части всего топливно-энергетического комплекса страны, т. е. на межотраслевой основе, а не путем сравнения экономических показателей отдельных АЭС и ТЭС (теплоэлектростанций). Отсюда следует необходимость совместного рассмотрения вопросов экономики АЭС и производства ядерного топлива, равно как и ТЭС, с системой их топливообеспечения.

Удельные капиталовложения в сооружение АЭС, как правило, в 1,5—2,5 раза превышают удельные капиталовложения в сооружение ТЭС, что прежде всего связано со спецификой использования ядерного топлива и крупными капитальными затратами на обеспечение необходимых мер по безопасности при эксплуатации и по защите окружающей среды.

Однако при оценке эффективности капитальных вложений в ядерную энергетику должны учитываться необходимые вложения в топливоснабжающую промышленность: для ядерной энергетики — в предприятия ядерно-топливного цикла (ЯТЦ), обеспечивающие добычу, обогащение, производство топлива, его переработку и удаление радиоактивных отходов, их временное хранение и захоронение; для теплоэнергетики — в предприятия по добыче, переработке и транспортированию органического топлива, включая создание транспортных средств, хранение и подготовку к сжиганию.

Такое рассмотрение приводит к выводу о бесспорном преимуществе АЭС.

Однако технология производства ядерного топлива неизмеримо сложнее, чем любого органического топлива. Достигнутый уровень технологии производства и переработки ядерного топлива определяет его стоимость и тем самым в значительной мере экономику ядерной энергетики. Поэтому необходимо более широко

ознакомить студентов и инженеров, связанных с проектированием, сооружением и эксплуатацией АЭС и ядерных энергетических установок (ЯЭУ), с основами технологии и экономики производства ядерного топлива по доступным для опубликования данным. Без четких представлений о технологии производства ядерного топлива на всех его стадиях, о структуре и удельном весе затрат по отдельным переделам невозможно рассматривать экономику производства ядерного топлива, а тем самым и экономику отдельной АЭС и ядерной энергетики в целом. В этом состоит специфика предлагаемой книги по экономике ядерной энергетики, органически совмещенной с основами технологии ядерного топлива и особенностями его использования в энергетике, а также с особенностями сооружения и экономикой эксплуатации АЭС — сложнейших производственно-технических комплексов индустрии конца XX века.

Изучение экономики ядерной энергетики позволяет установить ее основные технико-экономические особенности и закономерности, а также показатели и тенденции развития в тесной взаимосвязи с технологией и экономикой ЯТЦ. При этом ядерная энергетика, включающая АЭС, АСТ, АТЭЦ, а также предприятия ЯТЦ, должна рассматриваться как составная часть топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны, всей системы ее энергообеспечения.

Авария на IV блоке Чернобыльской АЭС со всей остротой поставила на первое место в ядерной энергетике вопросы обеспечения безопасности и явилась грозным предупреждением о недопустимости проектных, конструкторских и иных недоработок и отступлений при сооружении АЭС, производстве и монтаже ее оборудования, систем контроля, управления и противоаварийной защиты, а также нарушений строгого регламента и правил эксплуатации АЭС.

При изложении экономических вопросов встретились трудности в представлении стоимостных данных. Это касается роста удельных капиталовложений, цен на природный уран, на услуги по его обогащению, прогнозов стоимости химической переработки отработавшего топлива и захоронения радиоактивных отходов и др.

Вопросы экономики АЭС и ядерного топлива сложны, пока еще мало исследованы и недостаточно освещены в литературе. Автор попытался изложить их по возможности комплексно, с учетом непрерывно меняющейся конъюнктуры в энергетике, в свете последних данных, подходов и оценок. Не все вопросы удалось рассмотреть с необходимой полнотой и бесспорностью.

В 3-м издании книги введен новый раздел «Экономика АЭС». К нему относятся гл. 11 «Основные производственные фонды и капиталовложения в ядерной энергетике. Организация проектирования и строительства АЭС», гл. 12 «Технико-экономические показатели АЭС. Себестоимость энергии».

Как и в предыдущих изданиях (1980, 1984 гг.), в 3-м издании книги включены главы, в которых рассматриваются общие проб-

лемы развития мировой энергетики и энергообеспечения на ближайшие 35—50 лет, а также прогнозируемая структура использования мировых энергоресурсов по данным МАГАТЭ, МИРЭК и других компетентных организаций. Освещена возрастающая и альтернативная роль, которая отводится ядерной энергетике, при непрерывно растущем мировом потреблении энергии. Рассмотрены основные вопросы развития топливно-энергетического комплекса и теплоэнергетики в СССР и особенности энергоснабжения, обуславливающие опережающий темп развития ядерной энергетике в европейской части страны. Показаны общие закономерности и тенденции развития энергетики в современный период и роль ядерной энергетике. Перед рассмотрением свойств и особенностей применения ядерного топлива дана краткая характеристика свойств и особенностей использования органического топлива (см. гл. 3).

Для 3-го издания автором заново написаны гл. 5, 11 и 12. В связи с тем что содержание и структура книги подверглись существенному изменению, из нее исключена гл. 6, входившая в 1-е и 2-е издания. Новыми данными дополнена гл. 1. В гл. 2 изложены основные положения «Энергетической программы СССР на длительную перспективу» и приведены новые данные по ТЭК страны с учетом решений XXVII съезда КПСС. В гл. 7 включены § 7.11 и 7.14 о лазерном методе разделения изотопов урана и внесены некоторые корректировки и уточнения. Внесены изменения и уточнения в гл. 4, в ней § 4.4 и 4.5 написаны с участием Б. Б. Батунова. Глава 9 дополнена § 9.9 и 9.10, где дается представление об особенностях и экономике производства смешанного уран-плутониевого топлива. В гл. 6 заново написан § 6.16 о проблемах экономической добычи урана из морской воды.

Признано целесообразным для унификации с серией других учебных пособий по ядерной энергетике изменить название книги, наименовав ее «Экономика ядерной энергетике», поскольку в русском языке термины «атомная энергетика» и «ядерная энергетика» имеют одинаковое смысловое значение.

Основное содержание и структура книги основаны на курсе лекций, который читался автором в течение 16 лет в Московском энергетическом институте на кафедре АЭС.

Автор искренне благодарен специалистам и ученым, сделавшим по содержанию книги много полезных и важных замечаний. Большинство этих замечаний учтены в этом издании книги.

Все критические замечания и рекомендации читателей по третьему изданию книги будут приняты с признательностью.

*Н. М. СИНЕВ, заслуженный деятель науки и техники РСФСР,
доктор технических наук, профессор*

Часть первая

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ

ГЛАВА 1

ЭНЕРГИЯ: ПОТРЕБНОСТИ И РЕСУРСЫ. РОЛЬ АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

1.1. ПЕРВИЧНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ. РЕСУРСЫ ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА И МАСШТАБЫ ИХ РАСХОДОВАНИЯ

Производство и потребление энергии — одна из главнейших характеристик технического прогресса и экономического уровня развития общества. До настоящего времени основным источником получения энергии является органическое топливо: уголь, нефть, природный газ, сланцы, торф, древесина. Значительная роль принадлежит также энергии рек. Все эти источники энергии объяснены своим происхождением единому первоисточнику — Солнцу. Содержащиеся в недрах Земли запасы органического топлива возникли в результате воздействия солнечных лучей на биосферу в процессе длительного развития Земли. Непрерывный круговорот воды в природе совершается также под воздействием Солнца.

Подсчитано, что общее количество солнечной энергии, падающей на Землю в среднем в течение суток, эквивалентно примерно 540 млрд. т условного топлива*. Однако путем фотосинтеза может быть усвоена лишь та часть солнечной энергии, которая падает на биологически активные поверхности, составляющие ~10% всей поверхности Земли. В предположении, что реальная эффективность фотосинтеза равна 0,1—1%, потенциально возможные темпы накопления запасов органического топлива на Земле могли составить 20—200 млрд. т у. т. в год. Из сопоставления этих цифр с оценками существующих запасов ископаемого органического топлива можно сделать вывод, что действительные темпы образования и накопления запасов органического топлива значительно меньше.

Существуют различные прогнозы потенциальных ресурсов органического топлива (угля, нефти, природного газа), находящегося

* МИРЭК-IX — IX Мировая энергетическая конференция, происходившая 7000 ккал/кг (~29,3 МДж/кг), или $7 \cdot 10^6$ ккал/т (~29,3 ГДж/т). В США и Западной Европе такое условное топливо принято называть угольным эквивалентом (1 ккал=4,1868 кДж).

Таблица 1.1. Мировые ресурсы ископаемого топлива, вероятные и доступные для извлечения современными методами добычи

Топливо	Доказанные		Вероятные, млрд. т у. т.	Всего, млрд. т у. т.	Разрабатываемые ресурсы (1980 г.), млрд. т у. т.
	млрд. т у. т.	%			
Обычная нефть	130	3,85	360	490	130
Нефть из сланцев	50	1,51	720	770	30
Нефть из песков	50	1,51	360	410	30
Природный газ	80	2,38	270	350	80
Уголь	2000	60,5	7730	9740	490
Лигнит	1000	30,25	2400	3400	145
Итого	3310	100	11 840	15 150	705

ся в недрах Земли. Они не всегда согласуются друг с другом из-за трудностей расчетов, недостаточности данных геологической разведки, различия подходов к извлекаемости, доступности и т. п. Наибольшим авторитетом пользуются оценки, рассматриваемые на международных форумах энергетиков.

Запасы ископаемого органического топлива, которые могут быть отнесены к категории достоверных, извлекаемых при современном уровне технологии, по данным, представленным на IX Мировую энергетическую конференцию (МИРЭК-IX)*, оценивались в 1100—1400 млрд. т у. т., а с учетом ожидаемого прогресса в технологии добычи топлива его общие извлекаемые запасы за рубежом — в 7500—8000 млрд. т у. т.: уголь 6100—6300 млрд. т у. т. (~80% всех запасов), нефть 1100—1200 млрд. т у. т. (~15%), газ 360—400 млрд. т у. т. (~5%).

В табл. 1.1 приведены более поздние (1980 г.) оценки ресурсов всех видов ископаемого топлива (как доказанные и уточненные по геологоразведочным данным последних лет, так и прогнозируемые, вероятные).

Разведка многих труднодоступных районов (континентальных шельфов, пустынь, субарктических зон и других обширных малоисследованных территорий) может выявить значительные дополнительные запасы, а прогресс в технологии добычи и извлечения топлива может сделать доступными и экономически приемлемыми для разработки такие месторождения, эксплуатация которых в настоящее время считается заведомо нерентабельной и неперспективной.

Уровень потребления первичных энергоресурсов в мире (табл.

* МИРЭК-IX — IX Мировая энергетическая конференция, происходившая в 1974 г. в Детройте (США). МИРЭК — Всемирная организация конференций энергетиков, созываемых регулярно 1 раз в три года для обмена информацией по энергетике и обсуждения проблем ее развития. В работе МИРЭК СССР принимает активное участие.

Таблица 1.2. Мировое потребление первичных топливно-энергетических ресурсов *

Энергосточник	1860 г.	1900 г.	1913 г.	1950 г.	1970 г.	1975 г.	1980 г.
Всего, млн. т у. т.	555 (100 %)	950 (100 %)	1569 (100 %)	2852 (100 %)	7546 (100 %)	8718 (100 %)	9600 (100 %)
В том числе:							
нефть	0,1	29 (3)	77 (4,9)	680 (23,8)	3058 (40,6)	3560 (40,8)	4050 (42)
газ	4,9 (0,9)	9 (1)	22 (1,4)	256 (9,1)	1405 (18,6)	1700 (19,5)	1720 (18)
уголь	137 (25)	723 (76)	1255 (80)	1544 (54,1)	2282 (30,2)	2506 (28,7)	2900 (30)
торф	92 (16,3)	6 (0,6)	6 (0,4)	18 (0,6)	22 (0,3)	22 (0,3)	330 (3,4)
дрова	317 (57)	167 (17,4)	164 (10,4)	167 (5,8)	314 (4,1)	320 (3,7)	320 (3,4)
гидроэнергия (экв.)**	4 (0,8)	16 (2)	45 (2,9)	187 (6,6)	465 (6,2)	610 (7,0)	600 (6,6)

* Народное хозяйство СССР в 1985 году. ЦСУ СССР. М.: Статистика, 1976, с. 146. Данные по 1860 г. — из книги Л. А. Мелентьева, Е. О. Штейнгауза. Экономика энергетики СССР. М.—Л.: Госэнергоиздат, 1963, с. 46.

** Электроэнергия, выработанная гидроэлектростанциями, пересчитывается в эквивалентные единицы условного топлива по среднему удельному расходу топлива, затрачиваемого на получение 1 кВт·ч в соответствующем году.

1.2) в 1975 г. составлял 8,7 млрд. т у. т., т. е. был ниже, чем возможный темп восстановления ресурсов органического топлива. Однако это различие весьма незначительно, если учесть, что в мире непрерывно растет потребление энергии. При сохранении достигнутых в период 1950—1975 гг. темпов роста (4—5%) энергопотребление к 1990 г. могло бы удвоиться по сравнению с энергопотреблением в 1975 г., а к 2000 г. — утроиться.

Из-за влияния различных факторов развития мировой экономики ожидается, что темп прироста потребления топливно-энергетических ресурсов в период 1980—2000 гг. будет существенно снижен и предположительно составит в мировом масштабе около 2% в год (с учетом роста населения).

Таблица 1.3. Возможное мировое потребление топлива при различном среднегодовом приросте исходя из фактического потребления в 1975 г.

Потребление топлива, млрд. т у. т.				Суммарное потребление топлива, млрд. т у. т.				
Год	при ежегодном приросте, %			за период	при ежегодном приросте, %			
	3	2	1		3	2	1	
1975	8,7 (факт.)			1900—1975 гг.	245 (факт.)			
2000	18,2	14,3	11,0	1975—2000 гг.	340	290	240	
2025	38	22,4	14,2	1975—2025 гг.	1170	780	560	
2050	78	37,4	18,2	1975—2050 гг.	3225	1730	965	
2075	160	63,0	23,0	1975—2075 гг.	6200	3600	1490	

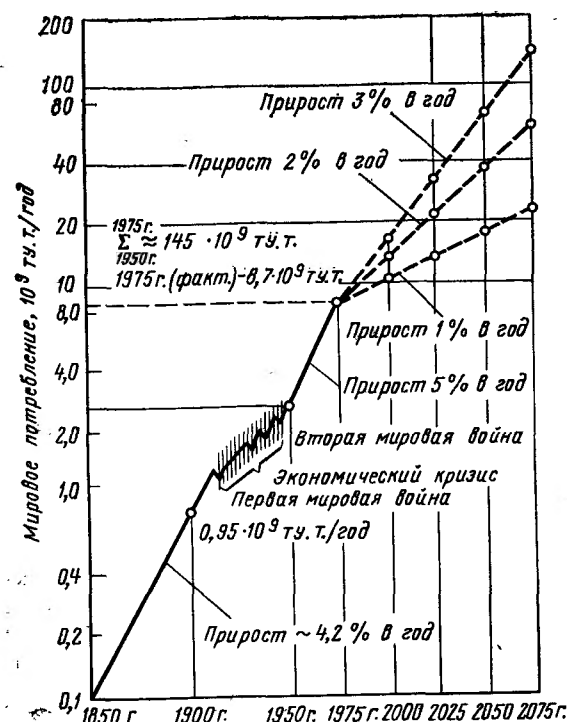


Рис. 1.1. Мировое потребление энергоресурсов: фактическое (1850—1975 гг.) и прогнозируемое (до 2075 г.) при ежегодном приросте 1, 2 и 3 %

В табл. 1.3 приведены расчетные данные возможного (по различным прогнозам) мирового потребления топливно-энергетических ресурсов в период 1975—2075 гг. Рисунок 1.1 иллюстрирует фактические и прогнозные данные мирового потребления первичных энергоресурсов до 2075 г. при различных темпах среднегодового прироста потребления.

Рассмотрим, как велики имеющиеся мировые запасы ископаемого органического топлива и смогут ли они обеспечить непрерывно растущие потребности человечества в энергии, если не будут в возрастающей степени использоваться другие энергоисточники (рис. 1.2).

По прогнозным оценкам советских ученых* все вероятные ресурсы органического топлива на нашей планете составляют около 12 800 млрд. т у. т., из которых 11 200 млрд. т у. т. приходится на уголь, а 1 600 млрд. т у. т. — на нефть и природный газ. Извлекаемые же (по возможностям современной технологии и экономической рентабельности добычи) запасы оцениваются в 25—50% прогнозируемых.

Для наглядности все мировые ресурсы ископаемого органического топлива представлены на рис. 1.2 в виде куба с ребром

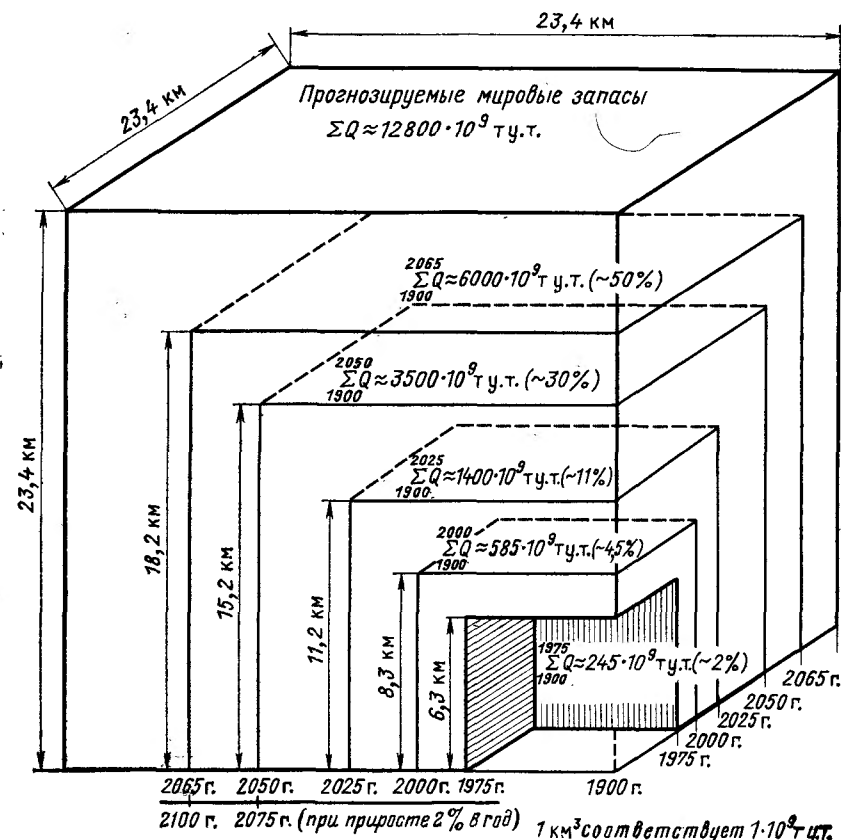


Рис. 1.2. Прогнозируемые мировые запасы ископаемого органического топлива и масштабы его расходования без привлечения каких-либо других энергоисточников при непрерывном приросте потребления энергии 2 и 3 % в год

23,4 км, в котором 1 км³ вмещает 1 млрд. т у. т. (или 1 м³ эквивалентен 1 т у. т.). Подсчитано, что расход топлива с 1900 по 1975 г. составил около 245 млрд. т у. т. (вырезанный куб с ребром 6,3 км). На диаграмме показан суммарный расход топлива за периоды 1900—2000, 1900—2025, 1900—2050 и 1900—2065 гг., определенный при условии, что в каждый период никаких других видов энергоресурсов (кроме органического) не используется. За основу расчета взято фактическое мировое потребление энергоресурсов всех видов в 1975 г., составившее 8,7 млрд. т у. т., а темпы прироста потребления источников энергии приняты умеренными—3 и 2% в год.

Суммарная потребность в энергоресурсах всех видов на период от наших дней до 2065 и 2100 гг. с учетом прогнозируемого темпа прироста энергопотребления (~ 3 и 2% в год) может составить около 6000 млрд. т у. т.

* Кириллин В. А. Энергетика — проблемы и перспективы// Коммунист. 1975. № 1. С. 44.

Из рис. 1.2 видно, что при указанных выше темпах роста потребления запасы извлекаемого органического ископаемого топлива без привлечения других источников энергии будут близки к иссяканию на нашей планете уже к концу XXI в. Столь опасное развитие событий может быть полностью предотвращено прежде всего благодаря форсированному и широкому использованию такого, не зависящего от солнечной энергии источника, как ядерное топливо, а также эффективному применению во все больших масштабах различных источников энергии, непрерывно *восстанавливаемых* (возобновляемых) под действием солнечного излучения, — это энергия речных стоков, биомасса (древесина, отходы сельского хозяйства и промышленности), установки, основанные на использовании концентрированной энергии солнца, ветра, тепловой и волновой энергии океанов и др.

По научно обоснованным прогнозам ядерная энергетика в последней четверти XX в. будет развиваться весьма высокими темпами, и к 2000 г. ее доля в общем мировом производстве энергии может составить ~15%, а к середине XXI в. вместе с восстанавливаемыми видами энергоресурсов она превысит 50%. В этот период одновременно будет идти и процесс, направленный на снижение потребления энергии и ее экономии. В результате научно-технического прогресса будут неуклонно повышаться эффективность получения, преобразования и расходования энергии, снижаться потери, расти КПД преобразования и потребления энергии. Существенно снизится энергоемкость производства важнейших материалов, продуктов и технологических процессов и возрастет экономичность потребления энергии всех видов. Все это изменит существующие пропорции между ростом национального дохода и энергопотреблением: при меньших удельных затратах энергии и живого труда будет обеспечиваться получение больших материальных ценностей и благ.

В этих условиях непрерывный ежегодный рост мирового потребления энергоресурсов постепенно может стабилизироваться, а в отдельных регионах даже снизиться по сравнению с достигнутым уровнем.

При оценке будущего развития мировой энергетики следует учитывать, что в принципе также возможен качественный скачок в технологии непосредственного использования концентрированной солнечной энергии для производства тепловой и электрической.

По теоретическим расчетам современные мировые потребности в энергии можно было бы обеспечить за счет только солнечной энергии, получаемой ежегодно земной поверхностью площадью 22 000 км². Если допустить, что коэффициент полезного использования солнечной энергии не более 5%, то необходимая земная поверхность, оборудованная солнечными рефлекторами, составит ~450 000 км² (примерно территория Франции). Безусловно, такая глобальная концентрация солнечных установок в одном месте не предполагается. Пока же все более широкое применение в

некоторых странах (США, Япония, Индия и др.) получают солнечные установки малой мощности для местного энергопотребления: отопления жилищ, опреснения воды, кондиционирования воздуха, получения электроэнергии от фотогальванических элементов для освещения и питания бытовых электроприборов. Ведутся исследования по созданию солнечных электростанций мощностью 100—1000 МВт.

Решение проблемы солнечной энергетики в промышленных масштабах наряду с созданием емких аккумуляторов энергии, способных обеспечить независимость энергоснабжения от суточного и годового ритма Земли и погодных условий, позволило бы человечеству обрести практически неисчерпаемый источник энергии. Однако реальное состояние дел — прежде всего высокая стоимость концентрирования и преобразования солнечной энергии — не позволяет пока уверенно прогнозировать до конца XX в. в скольких-нибудь значительных масштабах использование солнечной энергии в покрытии растущего спроса на энергию, и лишь непрерывно возобновляемые гидроэнергоресурсы будут все более полно вовлекаться в энергетический баланс. Но потенциальные мировые запасы гидроэнергоресурсов не так уж велики. По оценкам 1974 г. они соответствуют годовой выработке электроэнергии 7500 млрд. кВт·ч, что эквивалентно примерно 2,5 млрд. т у. т. Доля гидроэнергии в мировом потреблении энергии в 1975 г. составила ~7%, что эквивалентно ~600 млн. т у. т. В Советском Союзе потенциально пригодные к использованию гидроэнергоресурсы способны обеспечить выработку электроэнергии 2100 млрд. кВт·ч в год, в том числе экономически целесообразные — 800—1095 млрд. кВт·ч.

Полное использование их эквивалентно годовой экономии топлива около 350 млн. т у. т. Даже в предположении наиболее полного использования потенциальных гидроэнергоресурсов доля их в мировом топливно-энергетическом балансе будет невелика и не сможет существенно повлиять на глобальное решение проблемы энергоснабжения в будущем.

Актуальное значение приобретают непрерывное совершенствование топливно-энергетического баланса, поиск, разработка и эффективное использование новых видов источников энергии и, в первую очередь, ядерного топлива. Расширение масштабов внедрения ядерного топлива в энергетике позволит существенно сни-

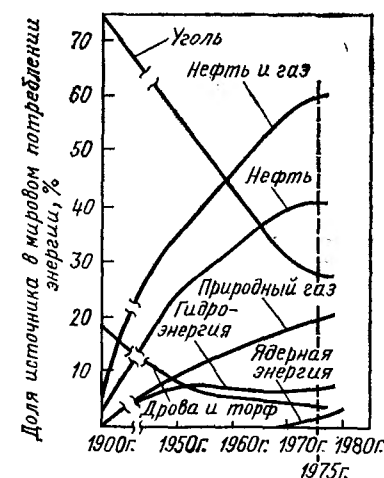


Рис. 1.3. Динамика роста мирового потребления различных видов первичных энергоресурсов в период 1900—1975 гг.

зитель дефицит невозобновляемых ресурсов органического топлива, а в дальнейшем частично или полностью заменить его в производстве тепла и электричества во многих сферах промышленной технологии и на транспорте. Известно, что процесс технического освоения и широкого практического внедрения новых источников энергии длится в течение многих десятилетий (рис. 1.3). В этом отношении открытие в середине XX в. ядерной энергии как нового первичного источника энергии оказалось событием весьма своевременным. Отныне наряду с традиционными источниками энергии человек может во все больших масштабах использовать ядерную энергию. Во второй половине XXI в. ядерная энергия всех видов будет основой энергетического обеспечения прогресса человечества.

Каковы же мировые ресурсы ядерного топлива? Достаточны ли они для того, чтобы полностью снять проблему топливной недостаточности, угрожающую прогрессу человечества? Какова будет роль ядерной энергетики в удовлетворении растущих мировых потребностей в энергии?

1.2. МИРОВЫЕ РЕСУРСЫ ПРИРОДНОГО УРАНА И ИХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ

Для урана в еще большей степени, чем для органического топлива, оценка располагаемых ресурсов определяется масштабом работ и площадями охваченных геологической разведкой территорий. При этом особо выделяются запасы тех месторождений, которые можно отнести к категории приемлемых для промышленного использования. По результатам геологической разведки и оценки вновь открытых урановых месторождений ежегодно МАГАТЭ* совместно с Агентством по ядерной энергии (АЯЭ) Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР)** публикует уточненные данные о мировых запасах и производстве природного урана, а также о спросе на него. Запасы урана в недрах подразделяются на «достоверные» и «вероятные дополнительные». И те и другие также разделены на две категории по стоимости добычи, переработки и получения основного сырья — кон-

* МАГАТЭ — Международное агентство по атомной энергии — основано в 1957 г. в целях содействия более широкому использованию атомной энергии в мирных целях. Входит в систему Организации Объединенных Наций. Членами МАГАТЭ состоят 112 стран (1985 г.), в том числе и СССР. Местонахождение МАГАТЭ — Вена (Австрия). Одна из важнейших функций Агентства связана с обеспечением гарантий использования ядерной и термоядерной энергии только в мирных целях в соответствии с Договором о нераспространении ядерного оружия, который ратифицировали к концу 1985 г. более 100 государств.

** ОЭСР создана в 1961 г. по инициативе США для координации экономической политики капиталистических государств. В нее входят 24 капиталистические страны, в том числе США, Канада, Япония, Австралия и западноевропейские капиталистические страны. В 1974 г. на долю стран ОЭСР приходилось 58,3 % всего мирового потребления первичных источников энергии, включая нефть, импорт которой в эти страны составил около 1300 млн. т.

центрата закиси-окиси урана (U_3O_8), выраженной в долларах США*: до 66 дол/кг (или до 80 дол/кг U в пересчете на металлический уран) и от 66 до 110 дол/кг (80—130 дол/кг U).

По данным МАГАТЭ и АЯЭ по состоянию на 1978 г. общие мировые запасы урана в недрах (без СССР и социалистических стран) оцениваются в ~9,0 млн. т, в том числе достоверные запасы — ~4,62 млн. т (~50%), из них ~2 млн. т отнесены к «дешевому» урану — стоимостью до 80 дол/кг.

В настоящее время в связи с относительно низкой потребностью в природном уране его мировое производство (без СССР) в 1980 г. составило около 41 тыс. т. В основном ведутся разработки «дешевого» урана — с содержанием в рудах U_3O_8 более 0,1%. С ростом потребностей в уране ожидается промышленное использование бедных руд — с содержанием U_3O_8 до 0,02%. По оценкам зарубежных специалистов затраты на извлечение урана из таких руд не менее чем в 2 раза могут превысить затраты при добыче и переработке руд, содержащих 0,1% U_3O_8 . При стоимости до 80 дол/кг U обеспечивается конкурентоспособность АЭС с реакторами на тепловых нейтронах с ТЭС на органическом топливе. В известных локальных условиях стоимость до 130 дол/кг U также рассматривается как обеспечивающая необходимую рентабельность АЭС.

Общий рост цен на нефть, газ и уголь сдвигает границу стоимости урана и экономически рентабельный уровень его содержания в промышленных урановых рудах в сторону более бедных руд, что увеличивает располагаемые запасы. Однако современные данные о достоверных и вероятных дополнительных запасах урана не отражают действительного состояния ресурсов урана, содержащихся в недрах нашей планеты. В этом отношении наиболее разведана территория США. По отчету Министерства энергетики США (по состоянию на май 1978 г.) достоверные разведанные запасы урана в США оцениваются в 890 тыс. т (по стоимости менее 130 дол/кг U), что считается достаточным для обеспечения 30-летней эксплуатации АЭС общей электрической мощностью 160 ГВт**. Потенциальные запасы США стоимостью менее 130 дол/кг U оцениваются в ~3,5 млн. т, в том числе вероятные — около 1,4 млн. т, возможные и предполагаемые — около 2,1 млн. т. Если данные США принять за основу и считать запасы пропорциональными площади еще не обследованных или малоизученных территорий земной поверхности, то возможные мировые запасы урана с учетом геологических факторов и распространенно-

* До 1978 г. по стоимости уран классифицировался по четырем категориям (по курсу 1973 г.): менее 26, 39, 78 и 130 дол. за 1 кг. В период до 1974 г. (до энергетического кризиса в капиталистических странах) стоимость выше 39 дол/кг U считалась высокой, почти не обеспечивающей рентабельность АЭС. При сравнении стоимостей следует учитывать инфляцию, общий рост цен и девальвацию доллара.

** Без использования в топливном цикле регенерированных урана и плутония, получаемых при химической переработке отработавшего на АЭС топлива.

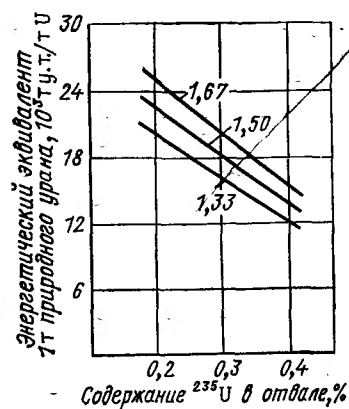


Рис. 1.4. Энерговыводка с 1 т природного урана в реакторах на тепловых нейтронах, эквивалентная энергосодержанию условного органического топлива, в зависимости от содержания ^{235}U в отвалах разделительного завода и вклада разделившихся ядер ^{239}Pu , образовавшихся из ^{238}U (цифры у кривых — отношение количества разделившихся ядер ^{235}U и ^{239}Pu к израсходованному количеству ядер ^{235}U . Энерговыводка 1 кг разделившихся ядер эквивалентна сжиганию 2800 т у. т.)

сти оцениваются в $\sim 25\text{—}30$ млн. т, при этом считается, что затраты на добычу и переработку всей массы этого урана экономически рентабельны.

Насколько велики по энергосодержанию предполагаемые мировые запасы природного урана по сравнению с запасами ископаемого органического топлива? Это зависит от масштабов потребления, применяемой технологии и техники использования ядерного топлива в энергетических установках.

Известно, что в 1 т природного урана содержится только 7,1 кг делящегося материала (^{235}U). Из остальной массы (~ 993 кг) в условиях реактора может образоваться (с малым выходом) в результате захвата нейтронов ядрами ^{238}U новый делящийся материал — плутоний. При делении 1 г ядерного топлива (урана или плутония) выделяется $\sim 0,95$ МВт·сут, или 22 800 кВт·ч, или 19,6 млн. ккал (82 ГДж) тепловой энергии*, что эквивалентно 2,8 т у. т.

Возможная энерговыводка, получаемая с 1 т природного урана, в зависимости от типа реактора, организации топливного цикла и повторного использования регенерированного топлива (урана и плутония) может колебаться в весьма широких пределах: 4000—600 000 МВт·сут/т. В реакторах на тепловых нейтронах без повторного использования (рецикла) плутония 1 т природного урана по тепловыделению эквивалентна 12 000—25 000 т у. т. (рис. 1.4). Повторное использование нарабатываемого плутония в реакторах на тепловых нейтронах может увеличить энерговыводку в 1,5—2,0 раза. Энергетическое использование природного урана в этом случае составит 0,8—1,6%, а его прогнозные ресурсы, оцениваемые в 25 млн. т, будут эквивалентны 600—1200 млрд. т у. т., что сопоставимо с прогнозными нефтяными ресурсами, доля которых в общем мировом балансе ископаемого органического топлива оценивается не более 15%. Очевидно, что

* В предположении, что выделяется 200 МэВ на 1 акт деления.

доля урана в общих мировых запасах энергоресурсов не столь велика, чтобы можно было решить проблему энергообеспечения человечества на длительный срок. Однако доля урана в мировом топливно-энергетическом балансе может быть увеличена в несколько десятков раз при использовании уран-плутониевого топлива в реакторах на быстрых нейтронах. В этом случае 25 млн. т природного урана будут эквивалентны $\sim 45\,000$ млрд. т у. т., что в несколько раз превышает прогнозные ресурсы угля. Тем самым можно рассчитывать на полное решение проблемы энергоснабжения топливом человечества по крайней мере на ближайшие сотни лет. За это время может произойти дальнейшее совершенствование технологии производства и потребления существующих видов и источников энергии и овладение новыми.

Приведенные выше данные потенциальных запасов энергии в ядерном топливе учитывают лишь доступные и экономически рентабельные (по представлениям сегодняшнего дня) ресурсы урана. Как известно, уран — весьма распространенный, но сильно рассеянный в земной коре элемент. Среднее содержание урана в земной коре составляет $\sim 3 \cdot 10^{-4}\%$. В малых концентрациях (2—4 г/т) уран содержится в многих скальных породах (гранитах, базальтах и т. п.), в морской воде, и запасы его там практически неисчерпаемы. Оценка содержания урана в водах Мирового океана показывает, что если будет отработана достаточно экономичная технология его извлечения, то урановые ресурсы человечества могут увеличиться до $(4\text{—}6) \cdot 10^6$ млрд. т у. т. (табл. 1.4). Если

Таблица 1.4. Энергетическая эффективность возможного использования мировых ресурсов урана в реакторах на тепловых и быстрых нейтронах, приведенная по энерговыводке к условному органическому топливу (млрд. т у. т.)

Ресурсы природного урана	В реакторах на тепловых нейтронах			В реакторах-размножителях на быстрых нейтронах
	без регенерации топлива	с регенерацией топлива и рециклом урана	с повторным использованием плутония	
5 млн. т (разведанные)	81	118	236	8850
25 млн. т (прогнозные)	405	590	1180	44 250
2500 млн. т (с использованием запасов урана в Мировом океане)	40 500	59 000	118 000	4 425 000
Принятая в оценке удельная энерговыводка, отнесенная к 1 т природного урана, составляет: МВт·сут/т т у. т./т	5500* 16 225	8000* 23 600	16 000* 47 200	600 000** 1 770 000

* Содержание ^{235}U в отвале разделительных заводов принято равным 0,2%.

** При суммарных потерях в топливном цикле $\sim 2\%$.

при этом окажется возможным отработать такую технологию производства энергии, которая будет слабо зависеть от затрат на добычу природного урана, как, например, в реакторах-размножителях на быстрых нейтронах, то на пути применения этих практически неисчерпаемых ресурсов не будет и экономического барьера.

Возможность использования для энергетических целей наряду с ураном тория, среднее содержание которого в земной коре $\sim 1,2 \cdot 10^{-3} \%$, т. е. примерно в 4 раза больше, чем урана, позволит при необходимости еще в несколько раз увеличить располагаемые ресурсы ядерного топлива.

Таким образом, овладение ядерной энергией, по существу, явилось началом научно-технической революции в области энергоснабжения и энергоресурсов, необходимых человечеству для его дальнейшего прогресса. Уже в настоящее время мы являемся свидетелями и участниками широкого промышленного строительства экономически рентабельных ядерных реакторов на тепловых нейтронах и мощных АЭС. Их применение позволяет удвоить достоверные, извлекаемые при современном уровне технологии энергетические ресурсы.

Началось промышленное освоение АЭС с реакторами-размножителями на быстрых нейтронах. Широкое применение таких реакторов в ядерной энергетике практически полностью решает проблему обеспечения человечества энергией на обозримый срок.

Ведутся интенсивные исследования и разработки термоядерных установок, направленные на создание генераторов энергии нового типа. В них мощные потоки энергии будут возникать не при делении тяжелых ядер — урана и плутония, а при синтезе легких ядер — изотопов водорода (дейтерия и трития).

Предстоит освоение в широких масштабах топливных циклов $U - Th$ и $U - Pu$, обеспечивающих превращение неделящихся изотопов тория и ^{238}U (из отвалов) в делящиеся изотопы урана и плутония в реакторах на быстрых нейтронах. Ведутся разработки так называемого электроядерного бридинга, где с помощью сильноточных ускорителей при бомбардировке специальных мишеней протонами или дейтронами высоких энергий генерируются нейтроны, облучающие топливные элементы из обедненного урана или тория, в которых осуществляется накопление делящихся нуклидов Pu и ^{233}U и частичное их деление. Аналогичная задача может быть решена также с помощью гибридного (синтез — деление) термоядерного реактора (ГТЯР), работающего как мощный генератор нейтронов.

1.3. НЕРАВНОМЕРНОСТЬ РАЗМЕЩЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ. ВЗАИМОСВЯЗЬ ЭКОНОМИКИ И ЭНЕРГЕТИКИ

Энергетические ресурсы размещены на Земле крайне неравномерно. Это относится ко всем видам органического топлива, к ядерному топливу и энергии речных стоков. Сильно различается расходование и потребление энергоресурсов в индустриально

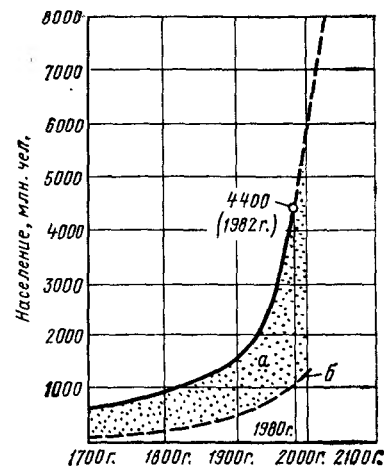


Рис. 1.5. Динамика роста численности населения развивающихся стран (а) и промышленно развитых стран (б) (данные ООН, 1980 г.)

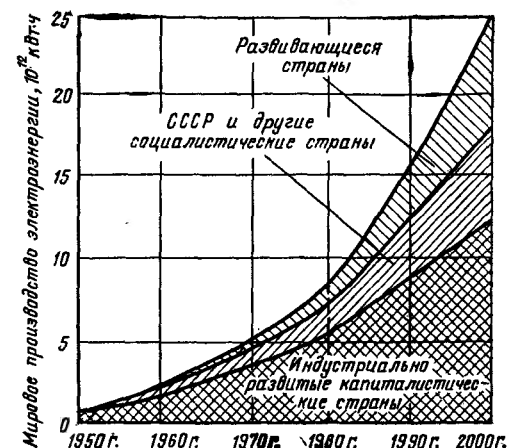


Рис. 1.6. Мировое производство электроэнергии (1950—2000 гг.)

развитых и развивающихся странах. В разной степени разведаны и изучены территории каждой страны в отношении содержащихся в ее недрах запасов первичных энергоисточников. Тем самым каждая страна или отдельный географический район характеризуется в данный период времени своей конкретной топливно-энергетической конъюнктурой. Ее определяют наличие запасов или доступные и рентабельные для добычи ресурсы топлива, уровень развития транспортных средств, обеспечение грузопотоков топлива и передачи энергии с учетом численности и плотности населения, общее развитие топливно-энергетического хозяйства.

По данным ООН (рис. 1.5) население Земли в 1975 г. достигло 4 млрд. чел., а к 2000 г. при сохранении существующего темпа роста составит около 6,1 млрд. чел., в том числе в Азии — 3,7, в Африке 0,82, в Европе 0,64 млрд. чел., к 2020 г. оно удвоится по сравнению с 1975 г., а к 2030 г. может приблизиться к 9—10 млрд. чел.*.

На рис. 1.6 показана динамика фактического (до 1980 г.) и прогнозируемого (до 2000 г.) производства электроэнергии в мире (по данным ООН) **.

* В 1830 г. на Земле проживал 1 млрд. чел. За 100 лет (к 1930 г.) население удвоилось и составило 2 млрд. чел., через 30 лет (к 1960 г.) выросло до 3 млрд. чел., а последнее увеличение на 1 млрд. чел. произошло за 14 лет (к 1974 г.), т. е. в среднем на 70—75 млн. чел. в год. Население СССР составляло по данным Всесоюзной переписи 1979 г. 262,4 млн. чел. (к концу 1985 г. — 276 млн. чел.), в 2000 г. ожидается 305—310 млн. чел.

** В 1985 г. электростанциями всего мира произведено 9643 млрд. кВт·ч, в том числе $\sim 15,3 \%$ (~ 1480 млрд. кВт·ч) на АЭС.

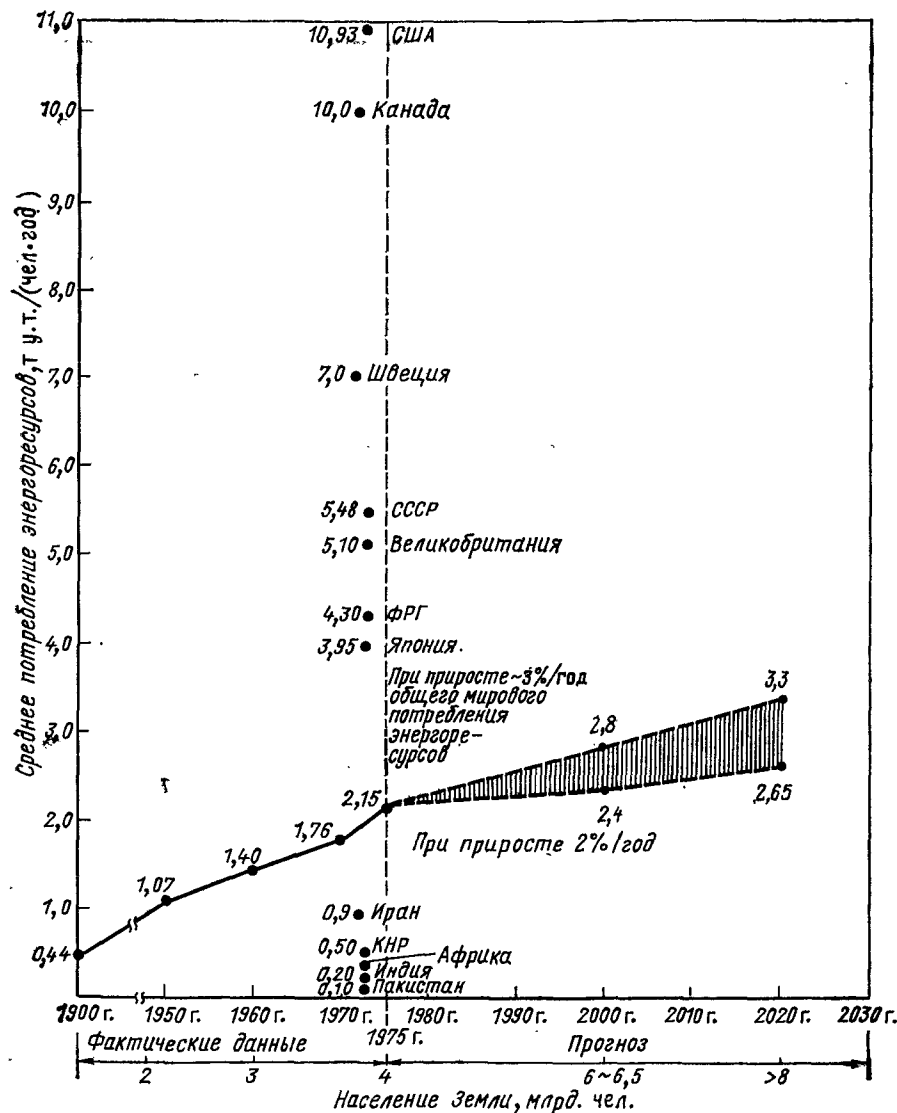


Рис. 1.7. Динамика роста среднегодового мирового потребления первичных энергоресурсов в XX в. на душу населения (с 1900 по 1975 г. по фактическим данным)

Важнейшей характеристикой технического и экономического прогресса любой страны, отражающей уровень развития ее производительных сил, является среднее удельное потребление энергоресурсов (отнесенное на 1 чел. в год); оно весьма неравномерно для различных стран. На рис. 1.7 показаны динамика роста среднего потребления энергии на душу населения в мире с 1900

Таблица 1.5. Население земного шара и потребление электроэнергии

Страны	Население, млн. чел.			Потребление электроэнергии на душу населения, кВт.ч/(чел.год)		
	1983 г.	1990 г.	2000 г.	1983 г.	1990 г.	2000 г.
Промышленно развитые (включая социалистические)	1149	1205	1270	6,0	7,2—7,6	8,9—9,7
Развивающиеся	3500	4034	4808	0,4	0,6—0,7	0,9—1,1
Итого в мире	4649	5239*	6078	1,8	2,1—2,2	2,5—2,8
Мировые темпы прироста населения, %/год	1,86	1,72	1,43			

* В июле 1987 г. народонаселение Земли достигло 5 млрд. чел. (среднегодовой прирост равен 85 млн. чел.)

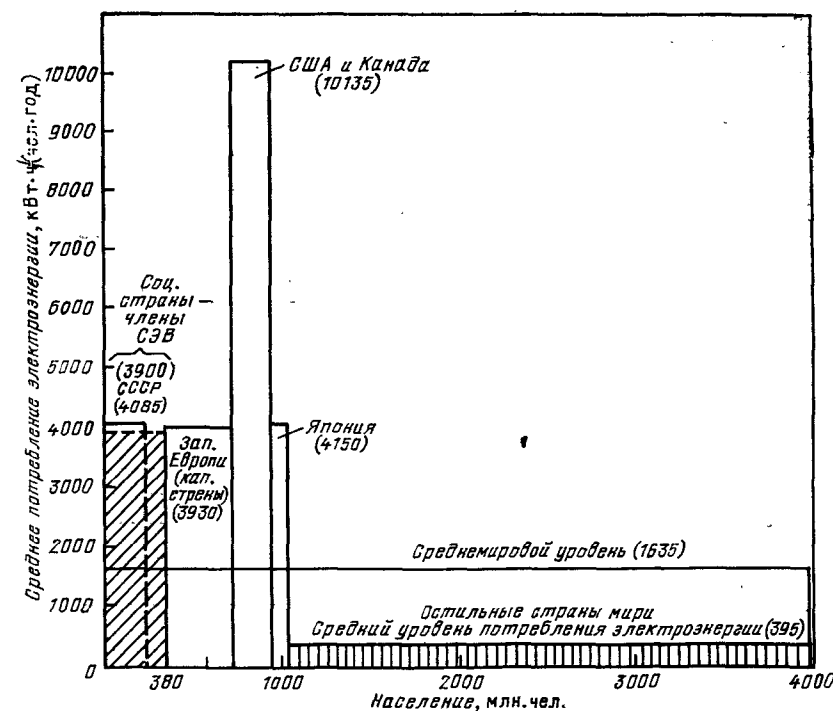


Рис. 1.8. Среднее потребление электроэнергии на душу населения по основным регионам мира

по 2020 г. и фактические данные потребления на душу населения по отдельным странам за 1972 г.

В связи с быстрым увеличением населения Земли прогнозируемое мировое потребление энергоресурсов (на 2—3% в год) лишь незначительно повысит среднее потребление энергии на душу населения: в период с 1975 по 2000 г. на 0,25—0,65 т у.т./год, т. е. на 11—13% за 25 лет, в то время как общее мировое потребление энергоресурсов возрастет за этот период в 2—3 раза.

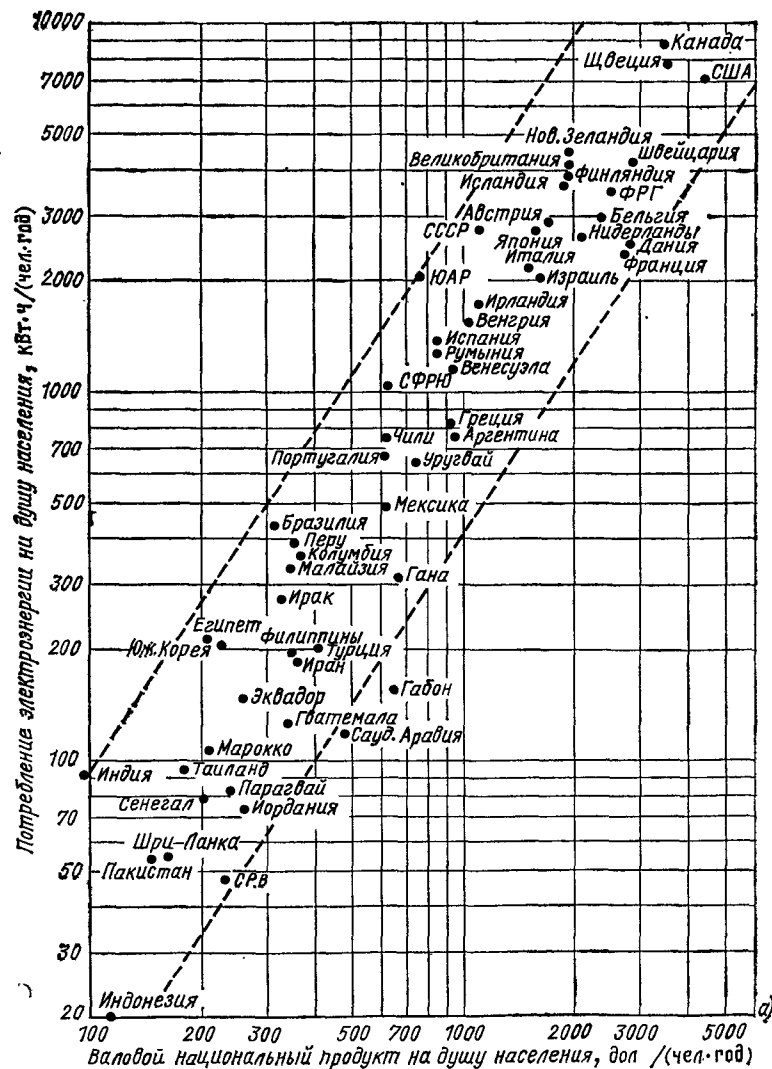
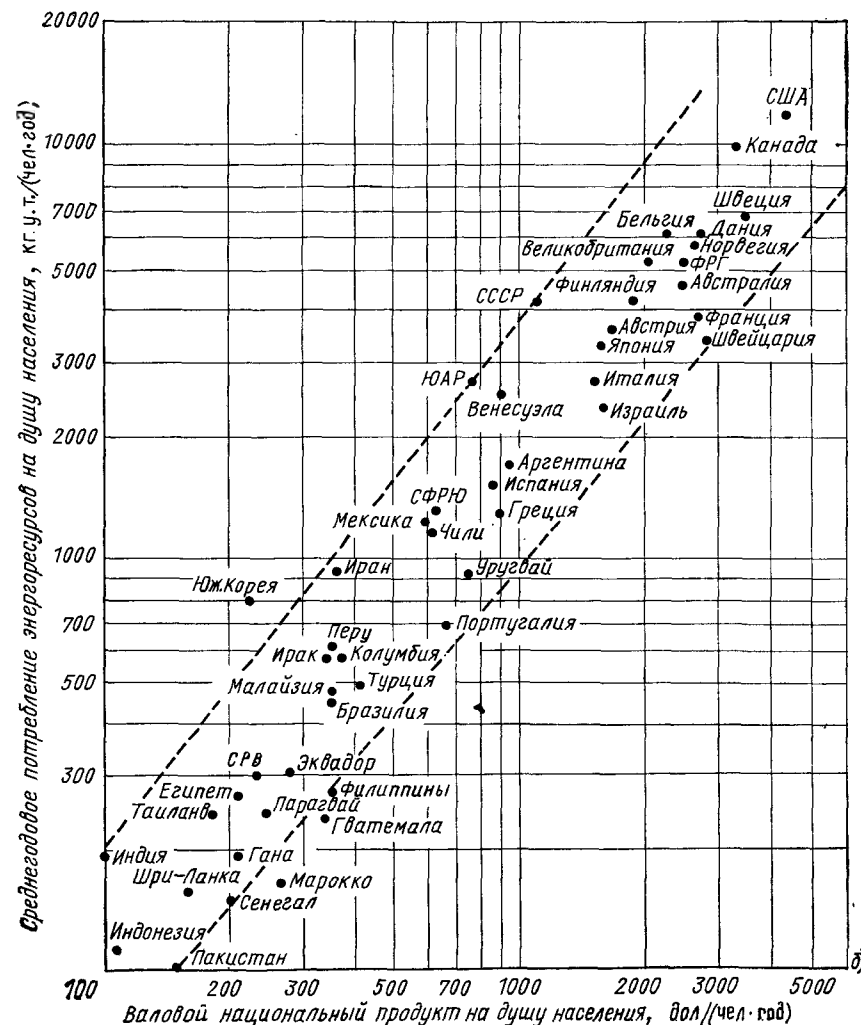


Рис. 1.9. Взаимозависимость валового национального продукта (ВНП), приходя (б) в различных странах мира (данные ООН, 1971 г.)

В табл. 1.5 представлены прогнозируемое МАГАТЭ потребление электроэнергии на душу населения Земли в год и показатели роста населения Земли в период до 2000 г.

На рис. 1.8 показано, что уровень среднего потребления электроэнергии на душу населения в развивающихся странах, где проживает три четверти всего населения нашей планеты, более чем в 10 раз ниже, чем в индустриально развитых странах. При абсолютном росте за 15 лет примерно в 2 раза это соотношение не изменится. На рис. 1.9 показан в зависимости от потребления



щегося на душу населения, и потребления электроэнергии (а) и энергоресурсов

энергоресурсов и электроэнергии уровень валового национального продукта*. Эти усредненные зависимости отражают экономическую эффективность использования энергии, указывают на то, что уровень развития производительных сил в данной стране и производительность общественного труда в ней находятся в прямой зависимости от энерговооруженности труда и удельного энергопотребления.

На конференциях МАГАТЭ в Зальцбурге (1977 г.) и МИРЭК-Х (Стамбул, 1977 г.) было отмечено, что до 2000 г. произойдет существенное нарушение указанной исторически сложившейся прямой пропорциональности, особенно для развивающихся стран. Рост валового национального продукта будет обгонять рост потребления энергоресурсов [по прогнозным расчетам для различных стран в соотношении примерно 1: (0,4—0,83)]**, и эта тенденция будет закономерно проявляться и в период после 2000 г. в различных пропорциях для отдельных стран в соответствии с уровнем их развития. Этому будут способствовать рост мировых цен на топливо и энергию, усилия по экономии и рациональному, эффективному использованию энергетических ресурсов.

На рис. 1.10 показано фактическое снижение энергоемкости ВВП, достигнутой в США за 12 лет (1970—1982 гг.).

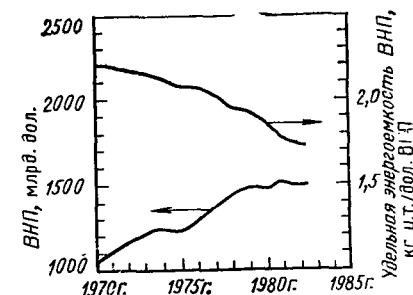
Среднее потребление энергии на душу населения в мире составляло в 1975 г. 2,15 т у. т./ (чел. · год). Однако в таких развивающихся странах, как Индия, оно было в 10 раз, а в Африке в 6 раз меньше, чем среднее мировое потребление. В то же время в США, Великобритании, ФРГ и Японии среднее потребление энергии на душу населения было в 2—5 раз выше среднемирового. Чтобы выйти во всем мире на уровень потребления энергии, соответствующий сегодняшнему уровню ее потребления в СССР или Великобритании, при условии обеспеченности необходимыми капиталовложениями, технологией и кадрами, при современных темпах развития энергетики по осторожной оценке потребуются не менее 60 лет.

* Валовой национальный продукт (ВНП) (Gross National Product — GNP) по принятому буржуазными экономистами определению — это совокупность рыночной стоимости услуг и товаров произведенных национальной экономикой, включая стоимость амортизационных отчислений (А) за этот год и сумму косвенных налогов (КН), входящих в цену товаров. По разному ВНП превышает сумму национального дохода на сумму величин А и КН.

В СССР и других социалистических странах принято марксистское определение структуры валового национального продукта, который именуется валовым общественным продуктом (ВОП), а также национального дохода (НД). Оно существенно отличается от трактовки буржуазных экономистов, которые искусственно завышают ВНП и НД путем включения доходов от непроизводственной сферы: стоимость услуг транспорта, предприятий связи, отелей и т. п., доходов от заграничных инвестиций и пр. В СССР НД — это вновь созданные за год национальной экономикой стоимости в натуральной форме, используемая на потребление и накопление. НД является частью ВОП, в состав которого также входят амортизационные отчисления за основные производственные фонды и оборотные фонды.

** Отношение 1:0,4 прогнозируют для США на период 1984—2000 гг. американские экономические эксперты.

Рис. 1.10. Валовой национальный продукт и его удельная энергоемкость в США в 1970—1982 гг.



Следовательно, в предстоящий период темпы развития энергетики и потребление энергии для различных стран и регионов мира будут также весьма различны и крайне неравномерны, что в значительной мере будет определяться социально-политическими и экономическими условиями их развития.

Овладение промышленной технологией использования ядерного топлива и строительство атомных электро- и теплостанций позволяет многим развивающимся странам быть менее зависимыми в транспортном, топливном и энергетическом отношении от географии месторождений ископаемого топлива. Высокая калорийность ядерного топлива практически снимает проблему его транспортирования и позволяет строить каждый отдельный территориальный экономический комплекс со значительно меньшими транспортными и экономическими связями, чем это было бы необходимо при использовании только органического топлива. Несомненно, это будет способствовать экономическому прогрессу и устранил или существенно уменьшит влияние неравномерного географического размещения энергоресурсов на развитие производительных сил в том или ином регионе.

1.4. ДОЛГОСРОЧНЫЕ ПРОГНОЗЫ ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ. РОЛЬ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГИИ

В связи с нарастающим обострением энергетических проблем и энергоснабжения в последние годы рядом международных и национальных организаций непрерывно ведется прогнозирование мировой потребности в энергии, изучаются долгосрочные аспекты спроса на энергию и возможности его обеспечения. Исходными и признанными являются следующие основные положения.

1. Население Земли в течение ближайших 100 лет по меньшей мере утроится. Рост населения будет происходить прежде всего в развивающихся странах, где будет проживать до 75% всего населения Земли. Стремление к улучшению условий жизни и новые экономические возможности приведут к более высоким темпам среднегодового прироста потребления энергии в развивающихся странах, которые главным образом и будут определять долгосрочное развитие и масштабы мирового потребления энергии.

2. Ограниченность энергоресурсов и удорожание энергии будут все в большей степени усиливать тенденцию к ее более рациональному и экономичному использованию. Удельная энергоёмкость производства продукции будет неуклонно снижаться. Тем самым темп ежегодного прироста потребления энергии будет все время уменьшаться по сравнению с темпом прироста ВВП.

3. Промышленное использование таких возобновляемых энергоисточников, как солнечная энергия, энергия ветра, волновая, приливная и геотермальная энергия, горючие отходы промышленности, городского, сельского и лесного хозяйства (биомасса), к началу следующего столетия сможет обеспечить лишь незначительную долю потребности в энергии, притом по чрезвычайно высокой цене. В настоящее время еще не создано экономически эффективных процессов для широкой утилизации этих «чистых» видов энергии: чрезмерно велики удельные капиталовложения, низок коэффициент полезного действия, мал ресурс работы оборудования.

По экономическому использованию указанных выше возобновляемых энергоисточников развернуты широкие исследования и разработки, особенно в США и Японии. Это позволяет считать, что уже в первой четверти XXI в. возобновляемые источники вместе с гидроэнергией могут играть существенную роль в структуре покрытия энергетических потребностей.

4. Для полного удовлетворения все возрастающих потребностей в энергии нет иного пути, кроме всемерного развития атомной энергетики. Замедление ее развития может лишь ускорить кризис в энергоснабжении многих стран. Многократное увеличение добычи органического топлива, вызванное таким замедлением, приведет только к ухудшению положения.

Ядерное топливо во всем мире находит применение в основном на АЭС, т. е. для производства электроэнергии, успешно замещая в теплоэнергетике органическое топливо всех видов. Использование ядерной энергии в электрификации идет в ногу с общим направлением развития экономики и научно-техническим прогрессом.

В развитии мировой энергетики наблюдается общая и неуклонная тенденция роста коэффициента электрификации топливно-энергетического баланса (ТЭБ), т. е. доли совокупных энергоресурсов отдельной страны и мира в целом, используемой для производства электроэнергии. Научно-технический прогресс во всем мире устойчиво опирается на все большее удельное потребление электроэнергии, как самого универсального и удобного вида энергии. На рис. 1.11 по данным МАГАТЭ представлена динамика электрификации мировой экономики. В передовых индустриально развитых странах коэффициент электрификации в 1981 г. составлял ~35%, а к 2000 г. достигнет 40%. Темп роста мирового производства электроэнергии четко отражен также и на рис. 1.6. Несомненно, что и за пределами 2000 г. тенденция опережающего роста электрификации в мировой энергетике сохранится.

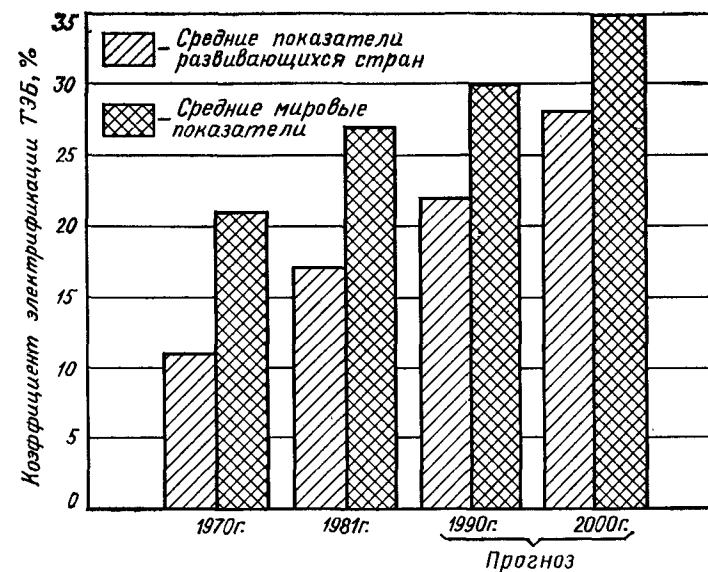


Рис. 1.11. Рост коэффициента электрификации топливно-энергетического баланса (ТЭБ) в мировой энергетике (данные ООН)

В 1977 г. в мировом потреблении энергоресурсов основная часть (~90%) приходилась на промышленно развитые страны, в том числе ~30% на США. Можно сказать, что современная мировая энергетика — это энергетика промышленно развитых стран. Однако уже в предстоящие десятилетия положение постепенно будет изменяться. На Международной конференции МАГАТЭ в Зальцбурге (2—13 мая 1977 г.) было указано, что в общем мировом балансе органического топлива к 2000 г. существенно возрастет доля потребления его развивающимися странами. При этом индустриально развитые капиталистические страны к концу столетия не только сохранят, но и увеличат свою зависимость от экспорта нефти и газа из развивающихся стран. Комиссия экспертов, организованная при МИРЭК-Х (Стамбул, 1977 г.), оценивала ожидаемый ежегодный прирост мирового потребления энергоресурсов между 1975 и 2020 гг. в среднем в 2,9%, а отдельно для развивающихся стран — в 4,5%, для капиталистических стран, входящих в ОЭСР, ~2%. При всех конъюнктурных колебаниях цен рост потребления будет сопровождаться повышением стоимости энергии, прежде всего за счет удорожания нефти и газа. Изменение удельного веса различных видов первичных источников энергии в мировом топливно-энергетическом балансе до 2020 г. по прогнозам МИРЭК-Х приведено в табл. 1.6. Видно, что с 1985 по 2020 г. в потреблении энергоресурсов ожидается уменьшение в 2 раза доли углеводородного топлива — нефти и газа, причем предсказывается, что эта тенденция заметно будет

Таблица 1.6. Структура мирового топливно-энергетического баланса (1985—2020 гг.), % (по данным МИРЭК-Х)

Источник энергии	1985 г.	2000 г.	2020 г.
Уголь	22,6	24,3	36
Нефть и газ	55,9	45,6	28
Атомная энергия	6,0	15,4	23
Возобновляемые источники энергии	15,5	14,7	13

Таблица 1.7. Средний прирост потребления различных источников энергии (по данным МИРЭК-Х), %/год

Источник энергии	1972—2020 гг.	1985—2020 гг.
Уголь	3,6	4,3
Нефть и газ	1,2	0,9
Атомная энергия	10,9	6,9
Возобновляемые источники энергии	2,5	2,4

проявляться уже до 2000 г. и что период 80-х годов будет переломным; с 1990 г. начнется постепенное снижение мировой добычи нефти, а с 2000 г. — и газа. В то же время в 4 раза увеличится доля атомной энергии и в 1,5 раза — угля. Уголь займет первое место и вместе с атомной энергией будет обеспечивать около 60% потребностей в энергоресурсах. Большая часть добываемого угля будет подвергаться переработке для получения концентрированного и синтетического топлива. В общем балансе удельный вес гидроэнергии и других возобновляемых источников энергии, при предполагаемом значительном абсолютном росте их мощностей, не увеличится, а даже несколько снизится.

В связи с растущей напряженностью мирового топливно-энергетического баланса на МИРЭК-Х рекомендовано развивать все источники энергии и эффективно использовать все виды энергетических ресурсов (табл. 1.7).

На МИРЭК-Х было подтверждено, что наиболее перспективными отраслями энергетики, способными обеспечить ее дальнейшее развитие, являются атомная энергетика и энергетика, базирующаяся на использовании углей и продуктов их переработки. При этом отмечаются следующие предпосылки возрождения и расширения угольной промышленности: во-первых, уголь дешевле нефти; во-вторых, соотношение его добычи к выявленным запасам более благоприятно, чем по прочим видам ископаемого топлива, и, в-третьих, в отличие от запасов нефти и газа запасы угля географически более равномерно распределены по различным районам мира.

В табл. 1.8 приведены данные двух других долгосрочных прогнозов структуры мирового энергопроизводства: МИПСА

Таблица 1.8. Структура мирового производства энергии в 2000—2020 гг., %

Источник энергии	2000 г.		2020 г.	2030 г.
	по МЭК	по МИПСА	по МЭК	по МИПСА
Уголь	25	29	26	29
Нефть	28	38	11	22
Природный газ	21	18	12	15
Синтетическое топливо (из углей)	~1	—	4	—
Ядерная энергия	13	9	31	23
Гидроэнергия	5	6	6	6,5
Другие возобновляемые источники (солнечная, геотермальная энергия, биомасса)	~7	—	10	4,5

Примечание. Оценки МИПСА приведены для минимального уровня развития энергетики.

(NASA) — Международного института прикладного системного анализа в Вене и Международной энергетической конференции (МЭК) в Лондоне (1978 г.). Данные прогнозов, приведенные в табл. 1.6 и 1.8, несмотря на заметные различия, однозначно указывают на основные тенденции развития и возрастающие доли ядерного топлива и угля в мировом топливно-энергетическом балансе в предстоящие 40—50 лет. Доля ядерной энергии в ТЭБ вырастет в 4—5 раз по сравнению с 1980 г. и к 2020—2030 гг. будет составлять более 23—30% мирового энергопотребления.

На МИРЭК-ХII (Дели, сентябрь 1983 г.) отмечено, что:

за десятилетие (1972—1982 гг.) мировое потребление первичных теплоносителей возросло на 23% (до 9,1 Гт у.т.);

доля энергопотребления развивающимися странами несколько выросла, но этот прирост невелик — не превышает 8—10% мирового;

доля нефти в общем потреблении сократилась с 43 до 37%, хотя по абсолютному значению осталась почти на том же уровне (1972 г. — 3,2 Гт у.т., 1982 г. — 3,4 Гт у.т.);

потребление угля за 10 лет выросло на 33% (до 2,8 Гт у.т.);

доля атомной энергии в общем потреблении энергоносителей повысилась с 1 до 3%.

На МИРЭК-ХII сделана оценка роста энергетических потребностей в мире на ближайшие 20—40 лет (табл. 1.9). Согласно

Таблица 1.9. Прогнозируемый рост энергетических потребностей (первичных энергоисточников всех видов)

Страны	1978 г. (факт.)		2000 г. (прогноз)		2020 г. (прогноз)	
	10 ⁹ т у.т.	%	10 ⁹ т у.т.	%	10 ⁹ т у.т.	%
Промышленно развитые	7,0	73	9,8—11,2	70—67	12,6—15,4	64,3—61,1
Развивающиеся	2,6	27	4,2—5,6	30—33	7,0—9,8	35,7—38,9

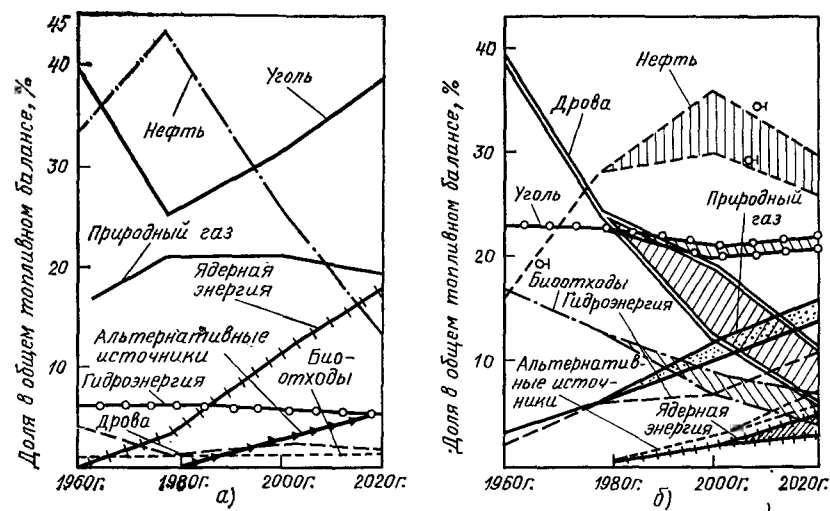


Рис. 1.12. Источники обеспечения энергетических потребностей в промышленно развитых (а) и в развивающихся (б) странах (прогноз МИРЭК-ХІІ, 1983 г.)

данным этой таблицы ожидаемые общие потребности в энергоресурсах близки к темпу их прироста примерно 2% в год.

МИРЭК-ХІІ опубликованы также данные по структуре прогнозируемого потребления энергоносителей на период до 2020 г. промышленно развитыми и развивающимися странами (рис. 1.12).

Какие из прогнозов окажутся наиболее близкими к действительности, будет зависеть от влияния на дальнейшее развитие темпов роста мировой системы капиталистической экономики.

1.5. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В связи с долгосрочным прогнозированием развития мировой энергетики важно рассмотреть не только оценки масштабов, но и проблемы и направления вероятного ее развития на период до конца XX в. (1990—2000 гг.). Такой анализ был сделан на конференции МИРЭК-ХІ (Мюнхен, 1980 г.) по докладу Международного энергетического агентства (МЭА) ОЭСР. Основные положения и экспертные оценки МЭА ОЭСР состоят в следующем.

Подтверждается неразрывная связь между развитием экономики, ростом национального дохода и потреблением энергии, особенно электроэнергии. Ведущей тенденцией является экономия энергии, т. е. снижение ее удельного потребления на единицу ВВП.

Экономия энергии обеспечивается прежде всего использованием достижений научно-технического прогресса, применением энергосберегающей техники и технологии, снижением потерь и повышением эффективности потребления энергии всех видов.

Один из отправных пунктов при прогнозировании развития энергетики — оценка темпов роста экономики. Страны ОЭСР в целом рассчитывают обеспечить в ближайшее десятилетие темп своего экономического роста до 2,8—3,2% в год при среднегодовом росте спроса на энергию не более 2,1%, а в США — при росте спроса только 1% по сравнению с 4,1% в 1960—1973 гг., в Западной Европе — 1,2% по сравнению с 5,4%, в Японии — 2,8% по сравнению с 10,7%. В меньшей мере предполагается снижение темпов спроса на энергию в развивающихся странах — 4,8% (6,6% за 1960—1973 гг.).

Эффективность использования энергии в развитых капиталистических странах предполагается в течение 12 лет повысить на 18%. Таким образом, ожидается, что на 1% намеченного роста экономики (на единицу ВВП) потребуется в среднем повысить расход энергоресурсов только на 0,63% вместо 1% в период до 1973 г.

По прогнозам МЭА снизится доля нефти в топливно-энергетическом балансе стран ОЭСР с 53% в 1980 г. до 40% в 1990 г. (примерно на 0,8% ежегодно), добыча угля к 1990 г. увеличится вдвое, а к 2000 г. — втрое, суммарная мощность АЭС вырастет в 2—3 раза. Это потребует значительных капиталовложений, из которых, как считают, половина пойдет на развитие атомной энергетики. В развивающихся странах ожидается в период до 2000 г. увеличение потребностей в энергоресурсах примерно в 2 раза. Полагают, что эти страны к 2020 г. будут потреблять до 37% всего производимого в мире топлива вместо 27% в 1980 г. (см. табл. 1.8).

Рассмотрим положение с ресурсами и мировым потреблением основных видов органического топлива.

Нефть. Резкое, почти внезапное повышение мировых цен на нефть (рис. 1.13) в 1973 г., а затем и в 1978—1980 гг. странами-производителями нефти, объединившимися в международную организацию (сокращенно ОПЕК*) для проведения общей согласованной коммерческой политики по отношению к импортерам и противодействия эксплуатации их природных богатств со стороны империалистических нефтяных монополий, привлекло внимание всего мира к проблемам нефти, к исчерпаемости ее ресурсов, добыче и перспективам дальнейшего использования, а также к поискам альтернативных решений. Однако, несмотря на повышенные цены, добыча нефти во всем мире продолжала расти вплоть до 1980 г. В 1979 г. она достигла рекордного уровня — 3,13 млрд. т (рис. 1.14). Добыча нефти несколько превысила ее текущее потребление в капиталистических странах, так как большие количества нефти стали закачиваться в резервные емкости

* В ОПЕК (создана в 1960 г.) входят 13 нефтедобывающих стран: Саудовская Аравия, Ирак, Иран, Ливия, Кувейт, Объединенные Арабские Эмираты (ОАЭ), Алжир, Катар, Нигерия, Габон, Венесуэла, Эквадор, Индонезия.

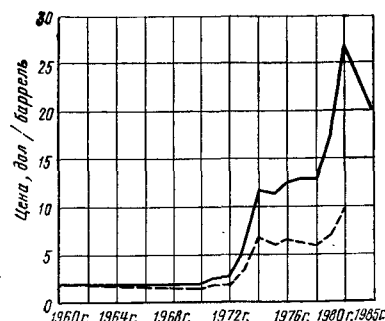


Рис. 1.13. Динамика мировых цен на сырую нефть (1 т нефти = 7 баррелей; штриховая линия — цена, приведенная к курсу доллара США, 1960 г.)

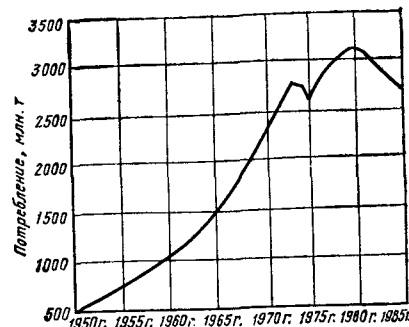


Рис. 1.14. Рост мирового потребления нефти (1950—1985 гг.)

в предвидении «худших времен» (например, в США от 100 до 400 млн. т).

Баланс производства и потребления нефти в капиталистических странах в 1979 г. выглядел так. Производство, млн. т: всего — 2520, в том числе: в странах — членах ОПЕК — 1535 (61%), в США — 510 (20%), Великобритании, Норвегии (шельф Северного моря) — 100 (4%), Мексике — 80 (3%) и прочих странах — 295 (12%). Потребление: 2570 млн. т (суммарно), включая импорт из социалистических стран 50 млн. т.

В период 1980—1986 гг. под влиянием ряда событий в условиях общего экономического кризиса, в обстановке борьбы нефтяных монополий за рынки сбыта в капиталистическом мире, сократилась добыча нефти (в 1984 г. до 2300 млн. т), особенно в странах ОПЕК (в 1979 г. она составляла ~61%, а к 1986 г. снизилась до 30% общего объема добычи). В это же время произошло и резкое падение цен на сырую нефть, поставляемую из стран ОПЕК, достигших в 1985 г. 20—27 дол. за баррель (а в 1986 г. до 9—13 дол. за баррель), что нанесло сильный удар по главному источнику доходов этих стран. Однако считают, что снижение цен на нефть носит явно конъюнктурный характер и недолговременно.

Географическое распределение доказанных, т. е. подтвержденных разведкой, мировых запасов нефти, равных примерно 90 млн. т* (по данным 1979 г.), показывает (табл. 1.10), что в недрах развивающихся стран Азии, Африки и Латинской Америки содержится 76,2% (~68 млрд. т) запасов, в том числе на Ближнем Востоке — 55,8% (~50 млрд. т), в индустриально раз-

* Подсчитано, что до 1979 г. за все время от начала нефтедобычи извлечено из недр Земли 53 млрд. т нефти, т. е. ~15% вероятных запасов, равных от 240 до 360 млрд. т в зависимости от коэффициента извлечения, принятого в расчетах (от 25 до 40%) по оценкам 1980 г.

Таблица 1.10. Мировое распределение доказанных запасов нефти* (по данным за 1979 г.)

Страны и регионы	Запасы, млрд. т	Страны и регионы	Запасы, млрд. т
Ближний Восток	50,1	США	4,4
Латинская Америка	7,9	Канада	1,2
Африка	8,0	Западная Европа	3,2
Азия (без Ближнего Востока)	2,4	Австралия и Новая Зеландия	0,3

* Без СССР и развивающихся стран.

витых капиталистических странах — 10,1% (~9 млрд. т), в том числе в США — 4,9%.

Природный газ. Предельные извлекаемые мировые ресурсы природного газа оцениваются в $\sim 290 \cdot 10^{12}$ н. м³, из них достоверные запасы составляют $90 \cdot 10^{12}$ н. м³ (1984 г.). Извлечено из недр менее 10%. Идет непрерывная разведка новых месторождений газа, и 75% приведенных выше расчетных (вероятных) запасов должно быть еще подтверждено. Все возрастающее значение будет иметь добыча газа из шельфов морей. Интенсивная разведка выявляет все новые газоносные районы как на суше, так и в шельфах морей.

По оценкам американских экспертов 80-е годы станут «десятилетием газа». Для ряда регионов мира газ становится опорным топливом в ТЭБ. Мировое потребление природного газа к 1990 г. достигнет 1900—2200 млрд. м³ по сравнению с 1670 млрд. м³ в 1984 г. Увеличатся объемы экспорта газа и его транспортировка в сжиженном виде (с 17 до 39%). Средний прирост добычи за период 1970—1983 гг. составил ~2,4% в год.

Из всех проверенных ресурсов природного газа 44,5% находится в некапиталистических странах, 23% — в странах ОПЕК. Ожидается, что доля потребления газа в мировом ТЭБ в период до 2000 г. будет постепенно увеличиваться и дойдет до 18—20%, а затем к 2020 г. начнет падать до 12—15%. Все в большей мере природный газ будет использоваться как технологическое сырье.

Уголь. В обеспечении возрастающих потребностей в энергии большая роль будет принадлежать углю, запасы которого (см. табл. 1.1) в 6—7 раз превосходят запасы нефти и газа.

В табл. 1.11 и 1.12 приведены данные по запасам и добыче угля в различных регионах мира. На рис. 1.15 показан рост добычи угля в основных угледобывающих странах в период 1950—1980 гг. На МИРЭК-ХІ (Мюнхен, 1980 г.) было отмечено, что геологические и извлекаемые запасы угля имеют тенденцию к росту, что связано прежде всего с переоценкой их залежей и другими мероприятиями, проведенными рядом капиталистических стран после резкого поднятия цен на нефть. Ожидается, что в основных угледобывающих странах экономически рентабельные для извлечения

Таблица 1.11. Запасы угля в различных регионах мира, млрд. т (по данным 1979 гг.)

Регион	Экономически извлекаемые запасы		Запасы всех углей	
	антрацита (каменного угля)	угля более низких сортов	разведанные	общие
Северная Америка	110	121	416	4080
Южная Америка	1	2	5	—
Африка	33	1	73	218
Азия (без СССР)	114	5	666	1650
Океания	25	34	83	142
Европа (без СССР)	100	118	445	905
Итого	383	281	1688	7000

Таблица 1.12. Мировая добыча угля в 1980 г., млн. т

Регион	Экономически извлекаемые запасы		Всего
	антрацита	угля более низких сортов	
Северная Америка	744	48	792
Южная Америка	12	—	12
Африка	120	—	120
Азия	817	26	843
В том числе:			
КНР	620	—	620
Индия	109	—	109
Европа (без СССР)	485	691	1176
В том числе:			
ФРГ	87	130	217
ГДР	—	258	258
ПНР	193	37	230
Великобритания	128	—	128
СССР	28	96	124
СФРЮ	1	47	48
Океания	87	33	120

(извлекаемые) запасы углей возрастут до 1200 млрд. т в ближайшее десятилетие. Добыча и потребление угля будут также постоянно расти и достигнут в 2020 г. 8,7 млрд. т у.т., т. е. превзойдут уровень добычи и потребления в 1980 г. почти в 3 раза. Однако и при таком увеличении масштабов добычи на долю угля в мировом ТЭБ приходится не выше 25—30%.

Большое развитие в ближайшие десятилетия получит технология переработки малоценных углей в жидкое и газообразное топливо. Будет расти и экспорт угля (в 1980 г. он составлял

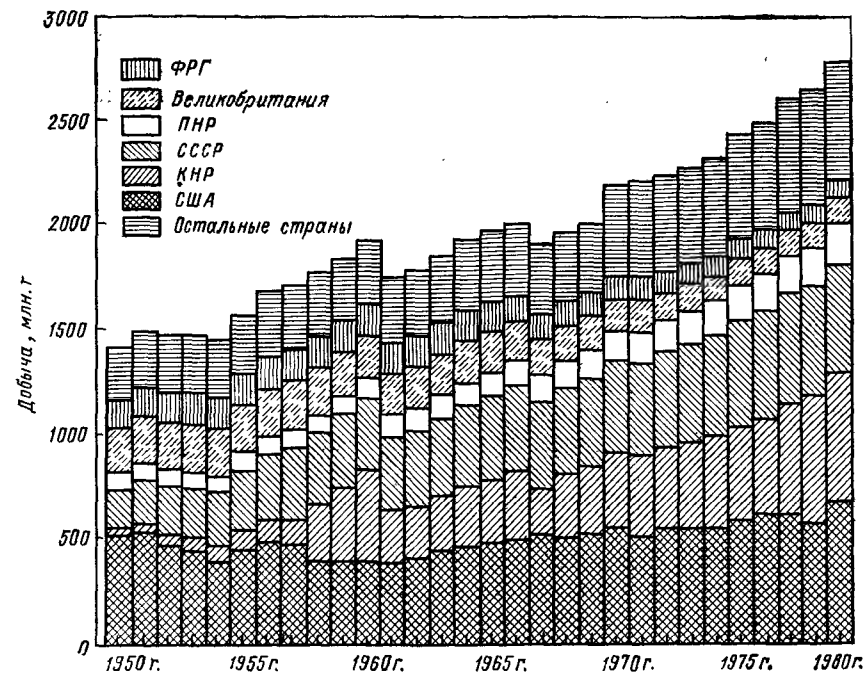


Рис. 1.15. Добыча угля (млн. т) основными угледобывающими странами мира в 1950—1980 гг. (данные ООН)

250 млн. т, в том числе из США 80 млн. т). На семь стран — экспортеров угля приходилось 94% его мирового экспорта.

Представляет интерес рассмотреть особенности развития энергетики США и Франции, занимающих первые два места в мире по масштабам развития мощностей атомных электростанций, а также стран Западной Европы.

Энергетика США. Особенности развития. Своеобразно складывается топливно-энергетическая ситуация в США — стране, ныне расходующей 30% всего добываемого в мире ископаемого органического топлива и производящей около 25% всей вырабатываемой в мире электроэнергии (в 1985 г. 2600 млрд. кВт·ч), из которых примерно 15% производится на АЭС.

В период до 1990 г. прогнозируется увеличение спроса на энергию в США всего на ~1% в год. Предполагается, что потребление мазута будет снижаться в среднем на 4,4% в год за счет замены углем и, в меньшей мере, атомной энергией. Добыча нефти в США при наличии ее значительного импорта* (примерно

* США импортировали в 1978 г. около 48% потребляемой нефти, уплатив 42 млрд. дол., что равно стоимости одной трети всего их экспорта. В 1972 г. затраты США на импорт нефти составляли 4,7 млрд. дол., а доля импорта в потреблении ~25%.

350 млн. т из Мексики, Канады и Венесуэлы) будет сокращаться на 1 % ежегодно и составит в 1990 г. 455 млн. т против 515 млн. т в 1978 г. Спрос на бензин снизится с 370 до 290 млн. т, на мазут — со 150 до 90 млн. т. Добыча природного газа снизится к 1990 г. до 440 млрд. м³ при удвоении его импорта (до 70 млрд. м³). Потребление угля будет быстро увеличиваться и в 1990 г. достигнет 1,3 млрд. т, что потребует сооружения новых 600 шахт для увеличения добычи с приростом 5,6% в год, при этом возрастет экспорт угля с 38 до 100 млн. т. Таковы оценки и прогнозы.

Что касается развития ядерной энергетики, то по ряду причин (снижение потребностей в электроэнергии, наличие больших резервных мощностей электростанций, нерешенные проблемы топливного цикла, недоверие общественности к решению проблем безопасности АЭС, высокие удельные капитальные вложения и др.) ранее намечавшиеся в США программы строительства АЭС неоднократно пересматривались в сторону их резкого сокращения (рис. 1.16). По последним прогнозам (1981 г.) Министерства энергетики США к 2000 г. предполагается увеличить суммарную мощность до 135 ГВт, т. е. примерно в 2 раза по сравнению с 1981 г. (~60 ГВт), что позволит обеспечить около 20—25 % общей выработки электроэнергии на АЭС.

На рис. 1.17 показано изменение в структуре электроэнергетики в США за последние 20 лет.

Прогнозируемая на период до 2000 г. структура производства и потребления первичных энергоресурсов в США (рис. 1.18) предусматривает жесткую экономию энергии, большое снижение потребления нефти с доведением ее удельного веса в ТЭБ страны до 30 %, увеличение при этом добычи угля и эффективного его использования в энергетике, умеренное развитие атомной энергет-

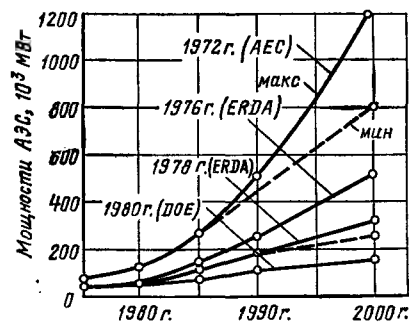


Рис. 1.16. Прогнозы роста мощностей АЭС в США по экспертным оценкам разных лет (АЕС — Комиссия по атомной энергии; ERDA — управление по исследованиям и развитию энергетики; DOE — Министерство энергетики США)

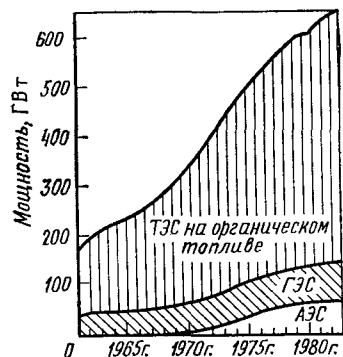
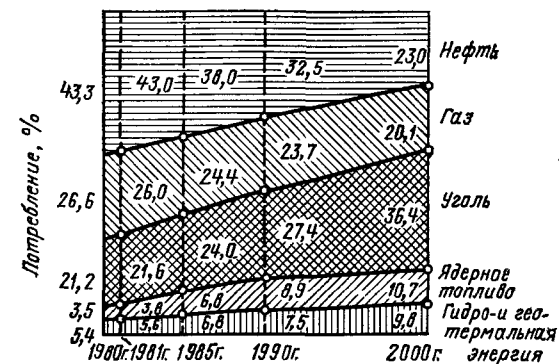


Рис. 1.17. Структура общей установленной мощности электростанций США

Рис. 1.18. Структура потребления первичных источников энергии в США



тики. Такая политика обусловлена снижением спроса на энергию, значительными запасами удобно расположенных высококалорийных углей.

В целом энергетическая программа крупнейшей индустриальной капиталистической страны направлена на снижение зависимости ее от зарубежных источников энергии и сокращение импорта топлива (нефти).

Энергетика стран Западной Европы. Энергетика капиталистических стран Западной Европы, объединенных в ЕЭС, в ближайшее десятилетие по-прежнему будет базироваться преимущественно на использовании углеродистого топлива (табл. 1.13), а также на ускоренном развитии атомной энергетики. Суммарная мощность АЭС Западной Европы к 2000 г. превзойдет прогнозируемые мощности АЭС в США и Канаде (табл. 1.14). Особо примеча-

Таблица 1.13. Динамика потребления энергии в Западной Европе (страны ЕЭС)

Показатель	1985 г. (факт.)	1990 г. (прогноз)	Прогноз среднегодовых темпов изменения потребления энергии, %	
			1985—1990 гг.	1990—2000 гг.
Темп экономического роста, %	+2,3	—	+2,5	+2,5
Энергопотребление: всего, млн. т и. э. *	1238,6(100)	1885(100)	+1,7	+0,8
В том числе:				
твердого топлива	255(20,5)	375(20)	+1,0	+1,4
природного газа	191,6(15,5)	296(15,7)	+2,0	—0,1
нефти	552,5(44,6)	805(42,7)	+0,8	—0,2
ядерной энергии	127,8(10,7)	246(13,1)	+6,6	+3,6

* Нефтяной эквивалент (н. э.) органического топлива, широко применяющийся в странах Западной Европы, соответствует теплосодержанию ~9800 ккал/кг, что составляет 1,4 кг условного топлива (у. т.), принятого в СССР. На Западе у. т. обозначается как угольный эквивалент (у. э.=у. т.).

Таблица 1.14. Прогнозы роста мощности АЭС в различных регионах мира

Регион	Электрическая мощность АЭС, ГВт			Доля мощностей АЭС в общей мощности электростанций, %		
	1990 г.	1995 г.	2000 г.	1990 г.	1995 г.	2000 г.
Северная Америка	114	135	135(26)*	15	13	12
Западная Европа	126	144	162(31)	23	24	25
Промышленно развитые страны Тихого океана	27	37	50(10)	12	15	18
Азия	14	21	29(6)	5	6	6
Латинская Америка	5	7	9(2)	3	3	3
Африка и Средний Восток	2	3	5(1)	1	2	2
Итого: консервативная оценка **	288	347	390(75)	13	13	14

* Данные в скобках представляют долю по отношению к мощностям АЭС во всем мире, % (Nucl. Energy, 1985. Vol. 24. № 3. P. 132—133).

** При низких темпах развития экономики.

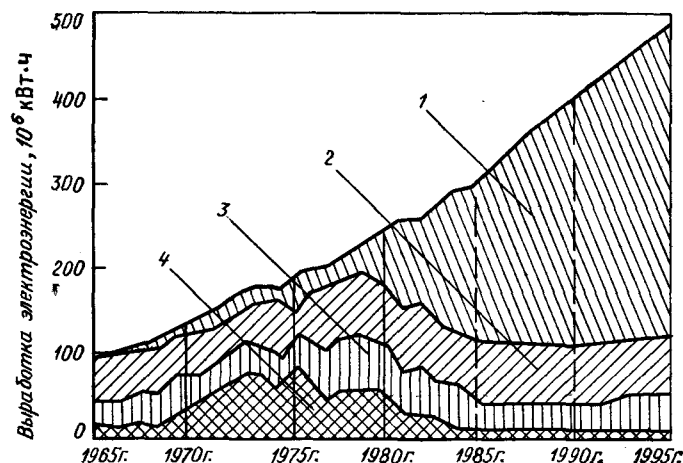


Рис. 1.19. Изменение структуры производства электроэнергии Франции (по видам энергисточников):

1 — АЭС; 2 — ГЭС; 3 — ТЭС на угле; 4 — ТЭС на газе и нефти

тельно ускоренное развитие АЭС во Франции (рис. 1.19), где к 1990 г. доля электроэнергии, произведенной на АЭС, составит приблизительно 75% всей потребляемой в стране, при этом во Франции упадет потребление нефти и угля, но возрастет потребление природного газа, главным образом импортного.

1.6. ДОСТИГНУТЫЙ УРОВЕНЬ И ПРОГНОЗЫ РОСТА МОЩНОСТЕЙ АЭС

Темпы и масштабы сооружения АЭС в основных промышленных развитых странах, входящих в ОЭСР, и особенно в странах ЕЭС диктуются прежде всего необходимостью ослабить их эко-

номическую зависимость от снабжения нефтью. В таком же положении находятся Япония и некоторые из развивающихся стран, экономическое развитие которых не обеспечено собственными энергоресурсами.

По данным МАГАТЭ на конец 1985 г. в 25 странах мира, включая и социалистические, на АЭС насчитывалось 355 действующих реакторных блока общей электрической мощностью 263 ГВт (рис. 1.20), из них 189 блоков с реакторами PWR и 79 блоков с реакторами BWR. В стадии строительства находятся 163 блока АЭС суммарной мощностью (брутто) 158 ГВт, и выданы заказы на сооружение 75 блоков АЭС в основном с легководными реакторами. Доля АЭС в производстве электроэнергии в странах мира к 1986 г. возросла до 15%, а во Франции составила 71%, в Бельгии — 70%, в США — 15,5%.

Доминирующим типом ядерных реакторов, применяемых на АЭС до 2000 г., будут реакторы, охлаждаемые обычной водой, а среди них свыше 80% составят хорошо зарекомендовавшие себя в эксплуатации реакторы PWR и BWR. Суммарная мощность тяжеловодных реакторов канадского типа (их 42 включая строящиеся) составляет около 5%.

В табл. 1.15 приводятся данные МАГАТЭ о мощностях АЭС, действующих в 1985 г. и прогнозируемых на 1990—2000 гг. по промышленно развитым и некоторым развивающимся странам.

Предполагается, что до конца столетия будет наблюдаться значительное увеличение общей мощности АЭС. Среднегодовые темпы роста мощностей в период 1985—2000 гг. составят ~6,1%, т. е. почти вдвое превысят прогнозируемый рост потребления электроэнергии в этот период (3,6%/год). К концу столетия АЭС будут обеспечивать более трети всего производства электроэнергии, а доля ядерной энергии в энергетическом балансе капиталистических стран составит 7—9%.

Согласно прогнозам МАГАТЭ 98% всех сооружаемых до 2000 г. АЭС будут работать с водоохлаждаемыми реакторами на тепловых нейтронах и только около 2% — с реакторами на быстрых нейтронах.

Действующие АЭС во всех странах демонстрируют, в общем, надежную работу и обеспечивают более низкую себестоимость электроэнергии по сравнению с ТЭС, работающими на угле, а особенно на нефти.

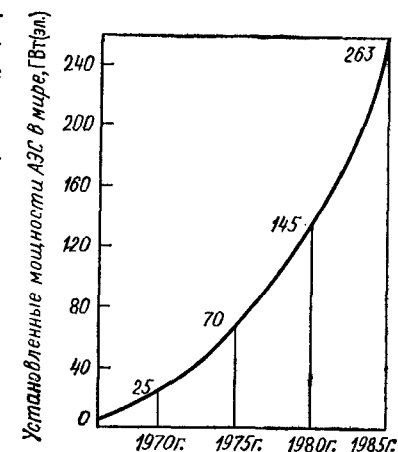


Рис. 1.20. Установленные мощности мировой атомной энергетики

Таблица 1.15. Суммарная электрическая мощность (ГВт) действующих, строящихся и планируемых АЭС в основных промышленно развитых капиталистических странах, входящих в ОЭСР*, и в развивающихся странах Азии, Африки и Латинской Америки

Регион и страна	Фактическая (брутто)		Прогнозируемая	
	1975 г.	1985 г.	1990 г.	2000 г.
Страны ОЭСР	~67,00	~215,0	~313,0	~404,0
В том числе:				
США	39,0	82,6	114,0	135,0
Канада	2,60	10,1	12,7	18,7
Япония	5,26	24,7	36,0	45,0
Франция	3,01	39,5	54,0	67,7
ФРГ	3,49	17,3	28,0	43,0
Великобритания	6,00	11,9	19,2	17,3
Испания	1,12	5,8	15,6	38,0
Швеция	3,24	9,8	9,8	9,8
Италия	0,63	1,3	7,8	12,8
Бельгия	1,32	5,7	5,7	8,4
Швейцария	1,05	3,0	5,2	7,1
Финляндия	0,00	2,3	4,3	6,3
Страны и территории Азии	2,88	9,1	14—15	30—45
В том числе:				
Индия		1,1	1,7	6,6
Тайвань		5,1	5,8	8,6
Юж. Корея		2,9	8,5	15,3
Страны Латинской Америки (Аргентина, Бразилия)	0,37	1,7	4—7	10—15
Страны Африки		2	3,2	8,8

* ОЭСР — Организация экономического сотрудничества и развития, включает 24 промышленно развитые капиталистические страны.

Среднегодовой коэффициент использования установленной мощности АЭС более 0,6—0,7, а по значительному числу блоков достигает 0,8 и более. Интенсивно в промышленно развитых странах проводятся исследования и усовершенствования ядерного топливного цикла, повышается эффективность использования ядерного топлива. Особое внимание уделяется мероприятиям по обеспечению надежности и безопасности эксплуатации ядерных установок.

При реализации этих прогнозов и вводе в действие указанных в табл. 1.15 мощностей доля АЭС в общей мировой выработке электроэнергии должна составить в 1990 г. ~23—24%, а к 2000 г. должна увеличиться до 32—39%.

ГЛАВА 2

ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА СССР. ЯДЕРНАЯ ЭНЕРГИЯ В СИСТЕМЕ ЭНЕРГЕТИКИ СТРАНЫ

2.1. СТРУКТУРА ЭНЕРГЕТИКИ

Топливо-энергетическое хозяйство нашей страны, или, как обобщенно его называют, *энергетика*, представляет собой единую систему, сложный взаимосвязанный межотраслевой народнохозяйственный топливно-энергетический комплекс (ТЭК), развивающийся на плановой основе. Он включает в себя:

добычу (производство) первичных источников энергии (уголь, нефть, газ, ядерное топливо и др.), их облагораживание и переработку (обогащение, сортировку, обессеривание, очистку, коксование и газификацию для угля, крекинг нефти, очистку и сепарацию природного газа и т. п.), а также системы транспортирования топлива к топливоперерабатывающим предприятиям и потребителям (*топливодобыча и топливоснабжение*);

использование первичных и вторичных энергоресурсов для получения тепловой, электрической, механической и других видов энергии (*преобразование и генерирование энергии*);

распределение и передачу преобразованной энергии к потребителям (*транспорт энергии*);

потребление преобразованных видов энергии или непосредственное использование топлива в установках и устройствах: двигателях различного назначения, печах, обогревающих и отопительных устройствах, в осветительной сети, на средствах транспорта, связи и пр. (*использование конечной энергии потребителями*).

На стадии преобразования энергии ведущее место принадлежит электростанциям. Их доля в топливно-энергетическом балансе страны непрерывно растет.

На рис. 2.1 приведена схема топливно-энергетического комплекса СССР. На схеме выделены три основные подсистемы: топливодобыча и топливоснабжение; энергетика межотраслевая, обеспечивающая централизованное производство и распределение электрической и тепловой энергии; энергетика отраслей народного хозяйства. Топливо-энергетический комплекс действует в тесной связи с отраслями народного хозяйства — потребителями энергии и топлива, с предприятиями черной и цветной металлургии, электротехнической промышленности и различных отраслей машиностроения; с разработчиками, изготовителями и поставщиками энергетического оборудования, аппаратуры, приборов контроля и автоматики.

Важнейшее значение при планировании, организации и управлении топливно-энергетическим хозяйством СССР имеют *топливно-энергетические балансы* (ТЭБ), в которых отражается качест-

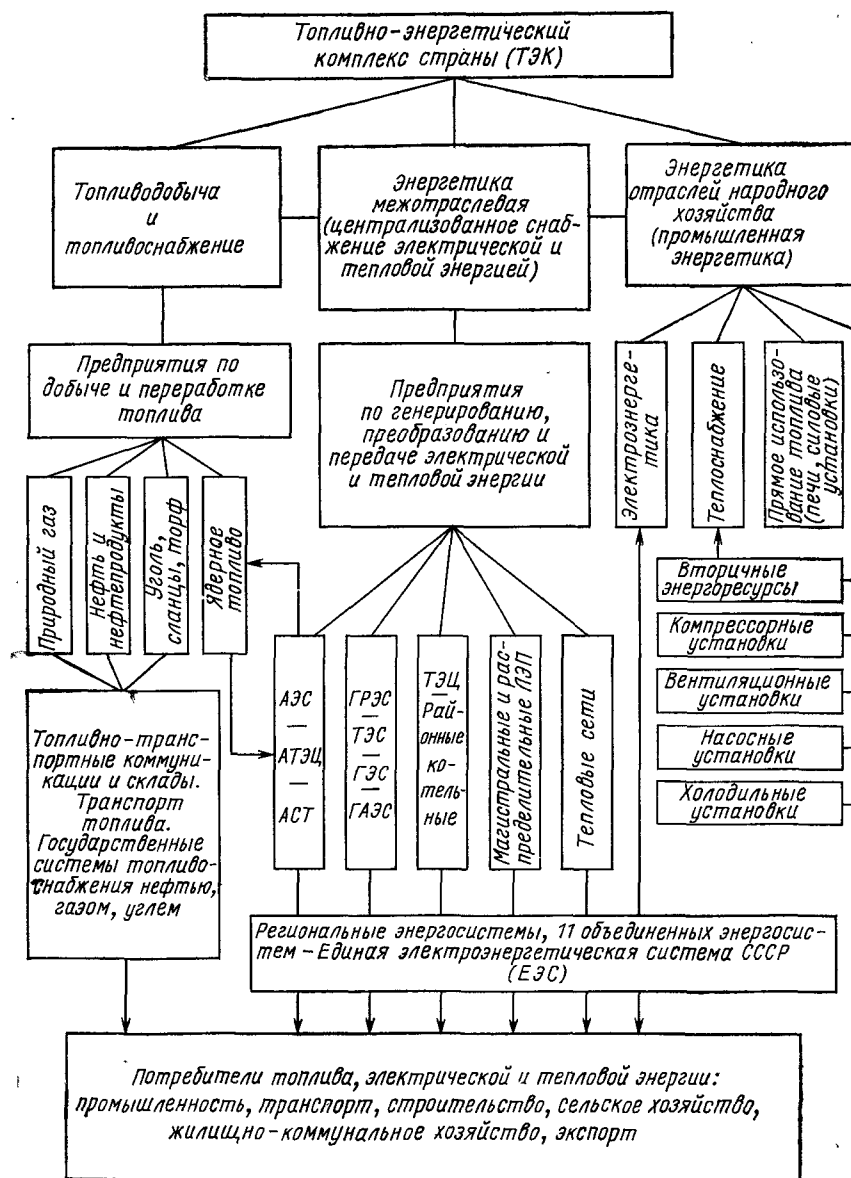


Рис. 2.1. Схема топливно-энергетического комплекса СССР

венное и количественное согласование производства и потребления (или расходования) всех видов топлива и энергии. Такие балансы составляются на год, на пятилетку и на перспективный период в общегосударственном масштабе, по отраслям, республикам и экономическим районам, по городам, отдельным предприятиям и другим потребителям с учетом удовлетворения реальных потребностей в энергии и топливе всех видов, рационального и экономного их расходования, снижения потерь, уменьшения удельных затрат на производство продукции, максимального использования вторичного тепла и пр.

Научные основы единой энергетической системы СССР были заложены в плане ГОЭЛРО. Энергетическое хозяйство страны и электрификация рассматривались в этом документе как органическое целое, как единая система, позволяющая устанавливать комплексные взаимосвязи всех ее звеньев от энергоресурсов до приемников энергии включительно.

Нахождение оптимальных путей развития и планирования топливно-энергетического хозяйства страны и его составных частей ведется в СССР на основе системного подхода с учетом долгосрочных общегосударственных экономических и социальных планов. Развитие энергетической базы СССР, комплексного топливно-энергетического хозяйства и его самой универсальной и передовой отрасли — электроэнергетики направлено на то, чтобы обеспечивать неуклонный, планомерный и быстрый рост всех производительных сил страны на базе применения новейших достижений современной техники и технологии.

В новой редакции Программы КПСС, принятой XXVII съездом КПСС, в разделе «Экономическая стратегия партии» говорится: «Важнейшая задача — эффективное развитие топливно-энергетического комплекса страны. Устойчивое удовлетворение растущих потребностей в различных видах топлива и энергии требует улучшения структуры топливно-энергетического баланса, ускоренного подъема атомной энергетики, широкого использования возобновляемых источников энергии, последовательного проведения во всех отраслях народного хозяйства активной и целенаправленной работы по экономии топливно-энергетических ресурсов».

2.2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА СССР НА ДЛИТЕЛЬНУЮ ПЕРСПЕКТИВУ. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В апреле 1983 г. ЦК КПСС и Советским правительством принята «Энергетическая программа СССР на длительную перспективу». В опубликованных в 1984 г. Основных положениях этой программы* подчеркивается, что на протяжении всей истории Советского государства Коммунистическая партия придавала первостепенное значение развитию энергетики, особенно электрифи-

* Основные положения Энергетической программы СССР на длительную перспективу. М.: Политиздат, 1984.

кации, как важнейшему условию построения социализма и коммунизма. Энергетическая программа определяет стратегию развития энергетики СССР на ближайшие 20 лет. Это своего рода сегодняшний план ГОЭЛРО.

В результате самоотверженного труда советского народа в СССР создан мощный, высокоэффективный топливно-энергетический комплекс. «СССР — единственная крупная промышленно развитая страна, которая полностью обеспечивает себя топливом и энергией за счет собственных природных ресурсов и осуществляет экспорт топлива и электроэнергии в значительных объемах»*.

Энергетическая программа исходит из предварительных расчетов развития экономики Советского Союза до 2000 г. и определяет научно обоснованные принципы, главные направления и мероприятия по совершенствованию и расширению энергетической базы и ТЭК страны.

В Энергетической программе особо отмечена актуальность улучшения структуры ТЭБ страны, снижения в нем доли нефти, используемой в качестве топлива, и замены ее газом и углем, ускоренного развития ядерной энергетики, в том числе реакторов на быстрых нейтронах, продолжения поиска принципиально новых источников энергии, включая создание основ термоядерной энергетики.

Реализация Энергетической программы СССР — одно из необходимых условий ускорения перевода экономики страны на интенсивный путь развития. Это позволит существенно увеличить энергооборуженность всех отраслей народного хозяйства, особенно агропромышленного комплекса. Принятая программа не будет застывшим документом. Перед каждой новой пятилеткой Энергетическая программа будет уточняться по уровням вновь вводимых мощностей и направлениям развития ТЭК на последующие 20 лет. Приведем основные положения Энергетической программы на длительную перспективу.

1. Проведение активной энергосберегающей политики на базе ускоренного научно-технического прогресса во всех звеньях народного хозяйства и в быту и на этой основе снижение удельной энергоемкости национального дохода (НД). За 20 лет этот показатель должен уменьшиться на 12—17%.

Основные направления: переход на энергосберегающие технологии, сокращение материалоемкости оборудования и сооружений, замена устаревшего оборудования, сокращение всех видов потерь энергии, использование вторичных энергоресурсов и др.

2. Обеспечение опережающих темпов роста производства электроэнергии по сравнению с темпами роста добычи и производства первичных энергетических ресурсов, т. е. ускоренный рост доли энергоресурсов в ТЭБ страны, расходуемых на производство электроэнергии. Удельная электроемкость НД должна повыситься на 20% за 20 лет.

* См. сноску на с. 43.

3. Ускорение технического прогресса во всех отраслях ТЭК, а также в энергетическом и электротехническом машиностроении, металлургии, приборостроении, в химическом и нефтехимическом машиностроении и других отраслях, обеспечивающих ТЭК эффективной техникой и материалами*.

4. Ускоренное развитие газовой промышленности и обеспечение стабильно высокого уровня добычи нефти, повышение эффективности буровых скважин и отдачи пластов. Увеличение ресурсов моторных топлив, объемов и глубины переработки нефти, существенное сокращение расходования мазута электростанциями и котельными. Организация производства синтетических топлив из газа, угля и горючих сланцев.

5. Форсированное развитие атомной энергетики для производства электрической и тепловой энергии и освобождение на этой основе значительного количества органического топлива. Строительство в качестве маневренных гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) в европейской части СССР для покрытия пиковых и полупиковых нагрузок.

Создание технической и материальной базы для широкого использования реакторов на быстрых нейтронах, вторичного ядерного топлива, тория, энергии термоядерного синтеза, нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

6. Развитие угольной промышленности преимущественно за счет увеличения добычи угля открытым способом в восточных районах страны и ускоренное строительство мощных ТЭС, использующих эти угли.

7. Экономически оправданное комплексное освоение гидроэнергетических ресурсов Сибири, Дальнего Востока и Средней Азии.

Программа предусматривает также оптимальное решение задач транспортирования топлива, повышение надежности топливо- и энергоснабжения, создание резервов в ТЭК, решение задач по дальнейшему развитию экспорта топлива и электроэнергии и, в первую очередь, решение энергетических проблем совместно с социалистическими странами, эффективное участие в международном разделении труда.

Осуществление Энергетической программы СССР рассчитано на два этапа.

Первый этап завершится на рубеже 12-й и 13-й пятилеток. В этот период будут созданы предпосылки для интенсивного наращивания в последующие годы добычи угля и условия для широкого перевода экономики на энергосберегающий путь развития. Задачи надежного энергообеспечения страны в этот период будут решаться за счет сохранения высокого уровня добычи нефти, уве-

* Для ТЭК используется ~65 % производимых в стране стальных труб, ~20 % остальной продукции проката, до 20 % меди и цемента; свыше 40 % железнодорожных перевозок составляют перевозки топлива. Около одной шестой всей продукции машиностроения выполняется по заказам ТЭК (Экономическая газета, 1980, № 10).

личения объемов добычи сибирского газа и ускоренного развития атомной энергетики.

На втором этапе, завершающемся на рубеже XX и XXI веков, дальнейший прирост энергоресурсов будет обеспечиваться главным образом за счет ядерной энергии и добычи угля открытым способом. В этот период добыча газа достигнет максимального уровня и стабилизируется.

Энергетическая эффективность общественного производства будет повышаться нарастающими темпами на основе интенсивного энергосбережения и ускорения научно-технического прогресса.

На первом этапе доля мазута в общем расходе энергетических ресурсов электростанциями должна быть сокращена более чем вдвое. Особая роль в высвобождении высококачественного топлива (нефти и газа) отводится электроэнергии, расширению ее применения там, где ныне сжигаются мазут и газ.

На втором этапе АЭС должны обеспечить основную часть прироста потребности народного хозяйства в электроэнергии.

Необходимо отметить высокую капиталоемкость ТЭК. Доля капитальных вложений, необходимых для развития ТЭК, в соответствии с установками Энергетической программы оценивается на ближайшие два десятилетия в 20—22% общего объема капиталовложений во все народное хозяйство. Но зато и общая экономия народнохозяйственных затрат, получаемая от реализации программы, также велика: она в 1,5—1,8 раза должна превысить капитальные вложения.

2.3. ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС СССР

Запасы органического топлива в Советском Союзе сосредоточены в виде каменных и бурых углей, нефти, газа, горючих сланцев и торфа в различных географических районах страны. Запасы топлива в отдельных месторождениях различаются по объемам, причем большая часть месторождений имеет местное значение в связи с низкой калорийностью и неэкономичностью дальнего транспортирования добываемого топлива (подмосковный, башкирский, райчихинский, артемовский угли, торф, сланцы и др.). Тем не менее масштабы добычи местных видов топлива составляют значительную долю общей добычи.

Нефтяные и газовые месторождения СССР в основном расположены на востоке страны.

В Западной Сибири за короткий срок создана главная база страны по добыче нефти и газа.

В первые годы после гражданской войны страна испытывала жесточайший топливный голод, усугубленный разрухой на транспорте. Большой толчок развитию топливной промышленности был сделан в первой пятилетке (1928—1932 гг.), открывшей путь к форсированной индустриализации страны. Ныне СССР полностью удовлетворяет собственные потребности в топливе и, кроме того, является крупным экспортером нефти и газа.

Таблица 2.1. Структура производства энергетических ресурсов СССР, млн. т у. т.*

Энергисточник	1913 г.	1940 г.	1950 г.	1960 г.	1970 г.	1980 г.	1985 г.
Уголь	25	140	205	375	430	477	487(22,8%)
Нефть	15	45	55	210	500	862	851(39,8%)
Природный и попутный газ	—	5	10	55	230	514	760(35,5%)
Гидроэнергетика и ядерная энергия**	—	Мало	5	20	40	85	125(—)
Прочие ресурсы***	55	90	95	100	100	42****	39****(1,9%)
Итого	95	280	370	760	1300	1992	2137(100%)

* Данные приведены с округлением до 5 млн. т у. т. (Мелентьев Л. А. Энергетическая программа СССР// Энергия. 1984. № 4. С. 2—6).

** По расчету на основе среднего удельного расхода топлива на производство электроэнергии в данном году.

*** Включая децентрализованные заготовки топлива населением, импорт и вторичные энергетические ресурсы.

**** Без импорта и вторичных энергоресурсов. За 1980 и 1985 гг.— данные ЦСУ СССР (Нар. хозяйство СССР в 1985 г. М., 1985. С. 157).

Таблица 2.2. Производство электроэнергии и топлива в 1985 и 1990 гг.*

Показатель	1985 г. (фактическое)	1990 г. (плановое)
Производство электроэнергии, ГВт	1544	1840—1880
В том числе на АЭС	167	320—390
Добыча нефти и газового конденсата, 10 ³ т	595	630—640
Добыча газа, 10 ⁹ м ³	643	835—850
Добыча угля, 10 ⁶ т	726	780—800

* Основные направления экономического и социального развития СССР на 1986—1990 гг. и на период до 2000 года. М.: Политиздат, 1986. Данные за 1985 г.— ЦСУ СССР (Нар. хозяйство СССР в 1985 г. М.: 1985. С. 157).

В структуре ТЭБ Советского Союза на протяжении всего периода после второй мировой войны преобладает твердое топливо — в основном уголь, однако доля его, особенно с 1960 г., существенно уменьшилась за счет увеличения доли нефти и газа, что обусловлено большой экономией капитальных вложений и снижением эксплуатационных затрат при добыче, транспортировании и применении этих высококачественных видов топлива (табл. 2.1). В 12-й пятилетке намечается некоторое снижение доли нефти в ТЭБ страны, компенсируемое увеличением добычи и потребления газа и применения ядерной энергии (табл. 2.2).

Прирост потребностей страны в топливе за последние 15 лет обеспечивался, главным образом, за счет топливдобывающей промышленности в восточных районах, в основном в Западной Сибири. В 12-й пятилетке основной прирост добычи в стране нефти и

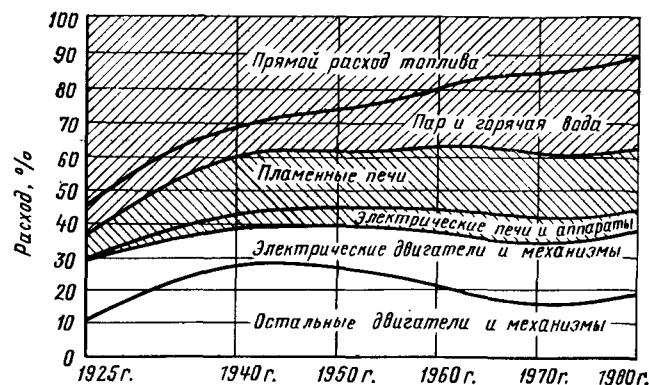


Рис. 2.2. Структура расхода энергетических ресурсов

газа будет обеспечен за счет месторождений Западной Сибири. Особое внимание уделяется развитию добычи угля открытым способом в Экибастузском, Кузнецком, Канско-Ачинском, Нерюнгринском и других бассейнах.

В топливно-энергетическом балансе страны основная часть (~3/4) ресурсов относится к так называемому котельно-печному топливу.

Расходование энергетических ресурсов (структура и эффективность). Изменение структуры расхода энергетических ресурсов для различных потребителей за период с 1925 по 1980 г. иллюстрирует рис. 2.2.

На рис. 2.3 приведен примерный энергетический баланс СССР*, указанные коэффициенты полезного использования энергоресурсов у различных потребителей (они несколько завышены, так как не учитывались потери топлива при транспортировании, переработке и хранении). За 100% принято количество потенциальной энергии, содержащейся в израсходованных первичных энергоресурсах. Энергоресурсы распределены между тремя главными потребителями — энергоустановками прямого использования топлива, электростанциями, котельными.

Как видно из рис. 2.3, в конечную энергию преобразуется лишь около 40% потенциальной тепловой энергии, содержащейся в израсходованных энергоресурсах, а 60% составляют потери.

В предстоящие десятилетия в энергетике страны большое внимание будет уделяться рациональному и экономному расходованию всех видов энергетических ресурсов. Так, по плану 12-й пятилетки в 1990 г. необходимо обеспечить в народном хозяйстве экономию органического топлива в количестве 200—230 млн. т у. т., в том числе 75—90 млн. т у. т. за счет развития атомной энергетики и использования возобновляемых источников

* Рисунки 2.2, 2.3 заимствованы из книги Л. А. Мелентьева «Оптимизация развития и управления больших систем энергетики». М.: Высшая школа, 1982.

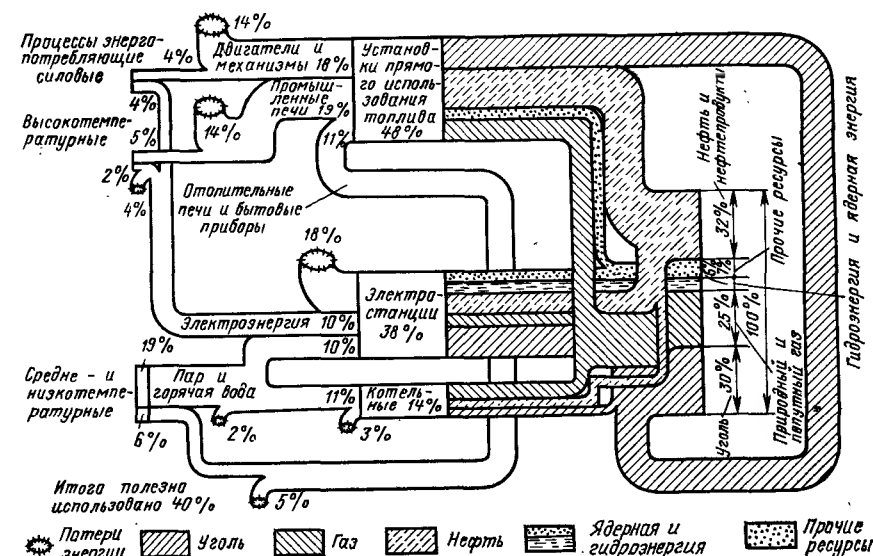


Рис. 2.3. Примерный энергетический баланс СССР (в % к суммарной теплотворной способности используемых энергетических ресурсов)

энергии. Поставлена задача добиться, чтобы прирост потребности в топливе и энергии на 75—80% удовлетворялся за счет их экономии.

Возрастающая роль природного газа в топливном балансе СССР. В Энергетической программе СССР в качестве задачи первоочередной экономической и политической важности намечено быстрое развитие газовой промышленности. В топливном балансе СССР резко возрастает роль газообразного топлива. Для обеспечения его транспортирования к потребителям должны быть сооружены магистральные трубопроводы различной пропускной способности.

В СССР создана крупнейшая в мире по производительности и энерговооруженности единая система газоснабжения. Она включает в себя 190 месторождений, газоперерабатывающие предприятия, подземные хранилища, сеть магистральных трубопроводов. Вдоль трасс газопроводов проведено много дорог, ЛЭП, построены вертолетные площадки и другие объекты. Главным районом газодобывающей промышленности страны является Западная Сибирь (Тюменская область).

Основная доля прироста добычи газа в стране падает на Уренгойское и Ямбургское месторождения. Проблема доставки резко увеличивающихся объемов газа из Уренгоя в европейскую часть страны в 11-й пятилетке была решена путем сооружения шести магистральных газопроводов (рис. 2.4), проложенных на значительном расстоянии в едином технологическом коридоре. Газопро-

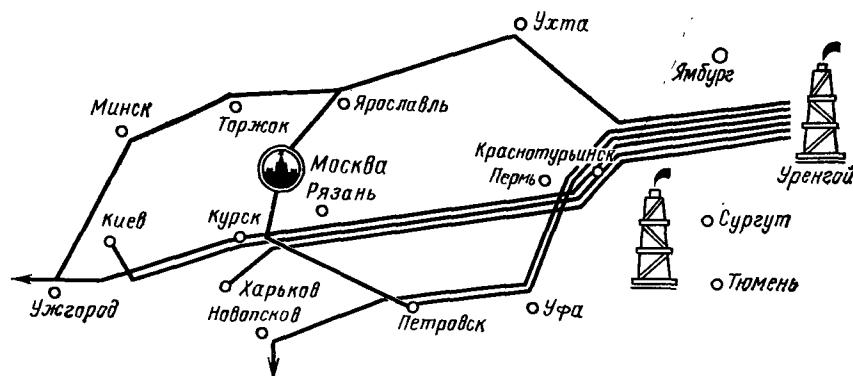


Рис. 2.4. Магистральные трубопроводы, проложенные в европейскую часть СССР в 11-й пятилетке из Уренгоя (Тюменская область)

вод Уренгой — Ужгород протяженностью 4450 км предназначен для взаимовыгодного экспорта советского газа в страны Западной Европы (ФРГ, Франция, Италия, Австрия). Все газопроводы оборудуются многими газоперекачивающими станциями, несколькими комплектами газотурбинных компрессоров (мощностью до 25 МВт), крупногабаритной арматурой, вспомогательными устройствами, системами автоматического управления и регулирования. Прежде чем поступить в газовые магистрали, «сырой» газ из скважин проходит очистку и сепарацию на установках комплексной подготовки газа, представляющих собой крупные автоматизированные заводы.

Огромный арсенал технических средств требуется и для строительно-монтажных работ (трубоукладчики, экскаваторы, сварочные агрегаты и т. п.), проводимых в сложных и суровых природно-географических условиях*.

Запланированный рост добычи газа в 12-й пятилетке потребует строительства необходимого числа новых крупных магистральных газопроводов от Ямбургского, Карачаганакского, Астраханского и других месторождений, включаемых в газоснабжающую систему страны. Их сооружение опирается на возросшую техническую и экономическую мощь нашей страны и в основном будет обеспечиваться отечественной промышленностью.

2.4. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА СССР (ОТ ПЛАНА ГОЭЛРО ДО НАШИХ ДНЕЙ)

В. И. Ленин подчеркивал особую роль и значение для социалистического строительства первого государственного плана электрификации России (план ГОЭЛРО). Он назвал этот план «вто-

* Строителям газопровода Уренгой — Ужгород предстояло преодолеть на трассе ~150 км вечномёрзлых грунтов, свыше 700 км болот, более 2000 км лесов, ~545 км горных массивов Урала и Карпат, 560 больших и малых рек с общей длиной подводных переходов ~200 км. Среди них Обь, Волга, Кама, Дон, Днепр, Днестр, 417 раз трасса пересекает шоссе и железные дороги.

рой Программой нашей партии». Под электрификацией В. И. Ленин понимал не только строительство электростанций, но и перевод всего народного хозяйства на применение новой техники и технологии, базирующейся на использовании электрической энергии. Концентрированно и четко всеобъемлющая роль электрификации в строительстве коммунистического общества выражена в знаменитой ленинской формуле: «Коммунизм — это есть Советская власть плюс электрификация всей страны».

Планом ГОЭЛРО предусматривалось в течение 10—15 лет построить в стране 30 государственных районных электростанций (ГРЭС) общей установленной мощностью 1,76 млн. кВт, в том числе 20 тепловых электростанций (ТЭС) суммарной мощностью 1,11 млн. кВт и 10 гидроэлектростанций (ГЭС) — 640 тыс. кВт (Волховская, Днепрогэс, Свирь, Земо-Авчальская и др.). Заметим, что в 1920 г., после гражданской войны, советская страна испытывала хозяйственную разруху, развал транспорта, жестокий топливный голод. Общая мощность работавших электростанций (в основном мелких) в 1920 г. составляла всего 0,5 млн. кВт. Поэтому новые ГРЭС, сооружавшиеся по плану ГОЭЛРО, базировались преимущественно на использовании местного топлива — угля и торфа, которые начали форсированно разрабатываться. План ГОЭЛРО был разработан в 1920 г. и одобрен VIII Всероссийским съездом Советов 22 декабря 1920 г. Задания плана выполнены досрочно в начале 1931 г.

Таблица 2.3. Рост мощностей электроэнергетики СССР

Год	Мощность всех электростанций (брутто), млн. кВт	Выработка электроэнергии		Примечание
		млрд. кВт·ч (брутто)	кВт·ч/(чел. × год)	
1913	1,1	1,95	13,8	Максимальный дореволюционный уровень
1921	1,2	0,5	~4,0	Первый год реализации плана ГОЭЛРО
1928	1,9	5,0	~25	Первый год 1-й пятилетки
1932	4,7	13,5	~60	Завершение 1-й пятилетки
1940	11,2	48,6	255	Предвоенный уровень
1945	11,1	43,3	~250	Год окончания Великой Отечественной войны
1950	19,6	91,2	510	—
1955	37,2	170,2	865	—
1960	66,7	292,3	1365	—
1965	115,0	506,7	2200	—
1970	166,2	740,9	3060	Завершение 8-й пятилетки
1975	217,5	1038,6	4100	Завершение 9-й пятилетки
1980	267	1295	4870	Завершение 10-й пятилетки
1985	315	1544	5570	Завершение 11-й пятилетки
1990 (план)	386	1860	~6450	Завершение 12-й пятилетки

Таблица 2.4. Потребление электроэнергии по отраслям народного хозяйства, млрд. кВт·ч *

Отрасль	1980 г.	1985 г.	1990 г. (план)	Рост, %	
				1985 г. к 1980 г.	1990 г. к 1985 г.
Промышленность	688	794	910,8	115,8	115,4
Строительство	26,2	29,3	31	106,1	111,8
Транспорт	102,7	120,1	160	118,1	116,9
Сельское хозяйство	111	145,7	210	130,9	144,5
Коммунально-бытовые нуж- ды городов	155	193	236	122	124,8

* Троицкий А. А. Электроэнергетика в XII пятилетке// Теплоэнергетика. 1986. № 12. С. 2—5.

Из табл. 2.3 виден рост мощностей электростанций СССР и производства электроэнергии. Если с 1920 по 1965 г. в стране были построены электростанции общей мощностью 115 млн. кВт, то за 10 последующих лет (1966—1975 гг.) мощности удвоились. По добыче топлива и производству электроэнергии СССР занимает ныне второе место в мире (после США). Важно отметить, что мощная советская энергетика строится и развивается, базируясь на отечественном передовом энергомашиностроении, использует энергетическое оборудование, материалы и приборы, полностью разработанные и изготовленные в СССР. Неуклонный рост мощностей электроэнергетики в СССР опирается на широкую научную, техническую и производственную базу.

Главный потребитель электроэнергии — промышленность (табл. 2.4). Потребление электроэнергии в промышленности распределяется так: 62% приходится на электродвигатели, 30% — на электротехнологические процессы (печи, сварка и др.) и 8% — на освещение предприятий. В отдельных отраслях промышленности (металлургия, химия и т. п.) доля затрат на энергию в себестоимости продукции достигает 50% и более. Следует отметить значительное увеличение потребления электроэнергии в сельском хозяйстве. Коммунально-бытовая нагрузка в городах в 1985 г. достигла в среднем около 1000 кВт·ч в год на одного городского жителя.

Главными потребителями электроэнергии в промышленности являются черная и цветная металлургия, химия и нефтехимия, металлообработка и машиностроение. В промышленности систематически снижается удельное потребление электроэнергии на единицу продукции. В электроэнергетике страны наряду с сооружением и вводом новых электрогенерирующих мощностей модернизируется и заменяется устаревшее и малоэффективное оборудование. Например, в 12-й пятилетке намечено демонтировать оборудование мощностью 15 млн. кВт и модернизировать оборудование мощностью 25 млн. кВт. Электровооруженность труда рабо-

чих в промышленности в 1990 г. возрастет до 34 000 кВт·ч/чел.

Характерная особенность развития электрификации в СССР — высокий темп роста потребления электроэнергии в сельском хозяйстве. В 1980 г. оно в 5 раз превысило уровень 1965 г., при этом 78% электроэнергии использовалось на производственные цели.

В 1990 г. запланировано достичь в сельском хозяйстве электровооруженности труда на одного работающего около 7190 кВт·ч (по сравнению с 3655 кВт·ч в 1980 г.)

Комплексная электрификация села неразрывно связана с дальнейшим внедрением индустриальной технологии сельскохозяйственного производства, улучшением жилищных, коммунально-бытовых и социально-культурных условий жизни сельского населения.

2.5. СТРУКТУРА ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ СССР И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ

Под структурой генерирующих мощностей понимают состав и долю мощностей электростанций определенного типа в общем балансе, которые обеспечивают выработку или приrost выработки электроэнергии. Укрупненно эта структура выглядит так:

ГРЭС — государственные районные электростанции, обслуживающие крупные промышленные и жилые районы. В настоящее время под ГРЭС обычно понимают тепловые электростанции конденсационного типа (КЭС), работающие на органическом топливе, которые не вырабатывают тепловой энергии наряду с электрической;

ТЭЦ — теплоэлектроцентрали — электростанции, которые предназначены для одновременной выработки тепловой и электрической энергии с использованием специальных турбоагрегатов, позволяющих отбирать пар от турбин для технологических или отопительных целей. (Обобщенно ГРЭС и ТЭЦ принято называть ТЭС — тепловые электростанции.)

ГЭС — гидроэлектростанции, использующие в качестве движущей силы турбогенераторов энергию рек;

АЭС — атомные электростанции, в настоящее время преимущественно конденсационного типа, работающие на ядерном топливе.

Структура и размещение электрогенерирующих мощностей по стране в целом и по отдельным районам определяются, как правило, географическим распределением первичных энергетических ресурсов и центров энергопотребления, а также характером их нагрузки. Относительно близкое расположение топливных ресурсов от центров потребления энергии позволяет сооружать теплоэлектростанции, базируясь, как правило, на рентабельном использовании этих ресурсов. В случае значительного удаления источников энергоресурсов от центров их потребления, как это имеет ме-

Таблица 2.5. Производство электроэнергии в СССР и доля в ее выработке ТЭС, ГЭС и АЭС, млрд. кВт·ч (%) *

Структура генерирующих мощностей	1980 г.	1985 г.	1990 г. (план)	Рост, %	
				1985 г. к 1980 г.	1990 г. к 1985 г.
ТЭС	1037,1(80,2)	1162,3(75,3)	1225(65,8)	112,1	105,3
ГЭС	183,9(14,2)	214,5(13,9)	245(13,2)	116,6	114,2
АЭС	72,9(5,6)	167,4(10,8)	390**(21)	В 2 раза	В 2,3 раза
Всего	1293,9(100)	1544,2(100)	1860(100)	119,3	120,4

* См. примечание к табл. 2.4.

** В связи с аварией на IV блоке Чернобыльской АЭС и связанными с нею мероприятиями в годовые планы выработки электроэнергии и ввода мощностей, в том числе и на АЭС, могут быть внесены некоторые корректировки и уточнения.

сто для многих экономических районов СССР, структура, масштабы и локальное размещение генерирующих мощностей определяются с учетом оптимальности капитальных и эксплуатационных затрат на транспортирование энергии и топлива.

В период до 2000 г. ожидается существенное изменение структуры генерирующих мощностей в целом по стране и по отдельным районам в следующих основных направлениях:

резко возрастут ввод АЭС и выработка электроэнергии на них в основном за счет сокращения доли КЭС, работающих на органическом топливе в европейской части Советского Союза (табл. 2.5);

сохранится доля ГЭС в структуре генерирующих мощностей в среднем по стране при существенном возрастании абсолютных мощностей ГЭС в районах, богатых гидроэнергетическими ресурсами (Сибирь, Средняя Азия, Кавказ).

В последние годы активно разрабатывается новый тип тепловых электростанций — парогазовые установки (ПГУ), имеющие КПД 41—48 %.

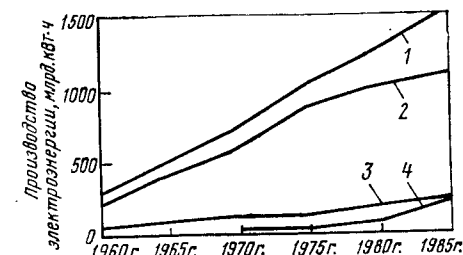
На рис. 2.5 показана динамика общего роста производства электроэнергии в СССР, а также по типам электростанций.

В 1980 г. суммарная установленная мощность электростанций распределилась следующим образом, %: КЭС — 48, ТЭС — 29, ГЭС и ГАЭС* — 20, АЭС — 5, нетурбинные — 3. В период до 2000 г. и после эти соотношения будут существенно изменяться, прежде всего за счет опережающего роста мощностей АЭС.

Развитие советской электроэнергетики характеризуется укрупнением мощностей электростанций и единичных мощностей установленных на них энергоблоков. В 80-х годах базовыми энергоблоками КЭС на органическом топливе приняты блоки мощностью

* Гидроаккумулирующие электростанции.

Рис. 2.5. Производство электроэнергии в СССР (1960—1985 гг.) суммарное и по типам электростанций:
1 — все электростанции в СССР; 2 — ТЭС; 3 — ГЭС; 4 — АЭС



500 и 800 МВт на сверхкритических параметрах пара [240 ат (~24 МПа), 560 °С] при увеличении суммарной мощности КЭС до 4—6 млн. кВт. В 8—10-й пятилетках развитие теплоэнергетики базировалось на блоках с турбинами 300 МВт (КТ-300-240).

На закритических параметрах пара [240 кгс/см² (24 МПа) и 540/540 °С] работает около 30 % ТЭС.

Укрупнение мощностей электростанций и единичных мощностей блоков ведет к снижению удельных капитальных затрат (на установленный киловатт), уменьшению металлоемкости, снижению эксплуатационных расходов и удельных расходов топлива.

Централизованное теплоснабжение и роль тепловых электростанций (табл. 2.6). Централизованное теплоснабжение (от ТЭС, крупных районных и промышленных котельных, частично за счет отбора пара от КЭС) обеспечило 76,4 % всего потребленного в стране тепла в 1980 г. Общая протяженность действующих в стране теплосетей превысила 180 тыс. км. Централизованное теплоснабжение — крупнейшее достижение нашего социалистического государства, оно демонстрирует преимущества общенародной социалистической системы экономики СССР.

Таблица 2.6. Объемы и структура производства тепловой энергии централизованными источниками, млн. ГДж *

Структура производства	1980 г.	1985 г.	1990 г. (план)	Рост, %	
				1985 г. к 1980 г.	1990 г. к 1985 г.
ТЭС и ТЭС	4852	5679	6117	116,8	108
В том числе по ТЭС и ТЭС	3690	4420	5016	120,2	113,4
Минэнерго СССР	—	10	84	—	840
Атомные источники	4196	4987	5531	119,1	110,9
Котельные	428	569	838	133	147
Теплоутилизационные установки и др.	—	—	—	—	—
Всего	9476	11235	12570	118,6	111,9

* См. примечание

Около половины отпускаемой тепловой энергии (в виде пара и горячей воды) обеспечивается ТЭЦ и ТЭС.

Комбинированная выработка тепловой и электрической энергии приводит к существенной экономии энергоресурсов и снижению затрат на вырабатываемую энергию: коэффициент полезного использования тепла на ТЭЦ превышает 0,8, в то время как на конденсационных электростанциях он не более 0,4.

По объему теплофикации Советский Союз занимает первое место в мире.

Выработка электроэнергии на ТЭЦ в 1980 г. составила 28,7 % общей выработки электроэнергии в стране, доля ТЭЦ в структуре электрогенерирующих мощностей ТЭС в 1980 г. достигла 39 %.

Теплофикация в СССР базируется на крупных паротурбинных ТЭЦ с начальным давлением пара 13—24 МПа с применением турбин единичной мощностью 100—250 МВт, имеющих коэффициент теплофикации до 0,5—0,6.

Расход топлива на ТЭС и ТЭЦ. На рис. 2.6 приведена структура потребления различных видов органического топлива на ТЭС и ТЭЦ Минэнерго СССР, которые в 1980 г. обеспечивали производство 80 % всей производимой в стране электроэнергии.

В настоящее время совершенно отчетливо выявилась необходимость ограничить использование нефти (в виде мазута) для сжигания в топках котлов, чтобы сохранить ресурсы для технологических и других целей, а топливно-энергетические нужды все больше покрывать за счет дешевых углей, газа, гидроэнергии и ядерного топлива. В связи с этим в ближайшем будущем, несмотря на дальнейшее увеличение добычи нефти, потребление ее в качестве топлива ТЭС и ТЭЦ будет уменьшаться. Доля этого топлива в топливном балансе ТЭС и ТЭЦ в 1990 г. должна снизиться до 17,5 % против 25,6 в 1985 г. Этому способствует и то, что в СССР освоено эффективное сжигание малокалорийного дешевого топлива (бурых углей, сланцев, торфа) с высоким КПД (брутто) котельных агрегатов (90—93 %), а также обеспечен высокий темп роста добычи природного газа.

В теплоэнергетике СССР на базе технической реконструкции, ввода в строй крупных, более экономичных блоков и агрегатов и замены устаревшего оборудования и маломощных установок на низких параметрах неуклонно улучшается главный показатель ее технико-экономического уровня — снижается средний удельный расход топлива на отпущенный в сеть 1 кВт·ч (рис. 2.7). В 1950 г. на отпущенный в сеть 1 кВт·ч затрачивалось 590 г у. т. (средний КПД электростанций ~20 %), в 1975 г. — 340 г у. т. (КПД ~36,1 %), в 1980 г. средний расход на 1 кВт·ч равен 328 г у. т., что соответствует общему среднему коэффициенту полезного использования тепла при выработке электроэнергии 37,4 %. В 1985 г. достигнут средний удельный расход топлива в теплоэлектроэнергетике страны — 326,2 г у. т./кВт·ч (КПД ~37,7 %). На 1990 г. предусмотрено дальнейшее снижение до 318,2 г у. т./кВт·ч.

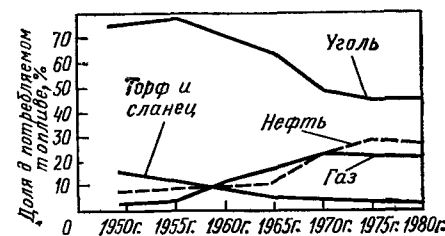
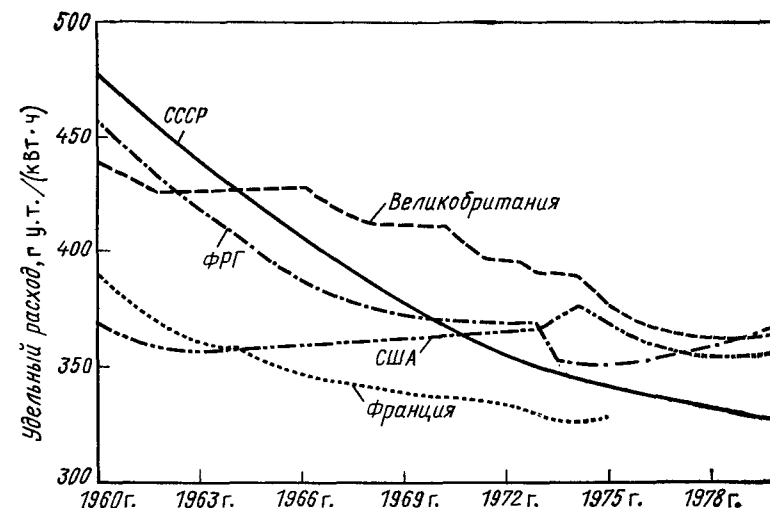


Рис. 2.6. Динамика изменения доли различных видов топлива, потребляемого теплоэлектростанциями СССР (1950—1980 гг.)

Рис. 2.7. Удельный расход условного топлива на отпущенный в сеть 1 кВт·ч электроэнергии (1960—1980 гг.)



В СССР продолжает увеличиваться доля ТЭЦ с наиболее экономичным использованием топлива при комбинированном производстве тепла и электроэнергии. Удельный расход топлива на выработку 1 Гкал ($\sim 4,2 \cdot 10^9$ Дж) в 1985 г. на ТЭЦ Минэнерго СССР составил около 173 кг у. т. (коэффициент полезного использования тепла ~0,83).

Однако в связи с необходимостью сокращать применение нефти как топлива дальнейшее строительство в европейской части СССР ТЭЦ на мазуте (особенно на высокосернистом) ограничивается, и наиболее перспективными для выработки низкопотенциального тепла будут ТЭЦ на угле и газе, а также АСТ в комбинации с пиковыми котельными на газе и АЭС.

2.6. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ (ГЭС и ГАЭС)

Гидроэнергетика играет весьма значительную роль в электроэнергетике СССР и ее водном хозяйстве. Гидроэнергия — это постоянно возобновляемый природный источник энергии. К 1986 г. экономический потенциал гидроэнергетических ресурсов в целом по СССР использован только на ~22 % и наиболее полно на

Украине (свыше 60 %), в бассейне Волги, в Латвии. В то же время экономический потенциал по азиатской части СССР имеет значительные резервы. Это открывает широкие перспективы гидростроительства в Сибири, на Дальнем Востоке, в Средней Азии на предстоящие десятилетия.

Наращивание мощностей ГЭС будет продолжаться и в последующие пятилетки, особенно в Сибири, Средней Азии и Закавказье. В 12-й пятилетке планируется ввести на ГЭС и ГАЭС 9,6 млн. кВт новых мощностей.

Эксплуатация ГЭС имеет свои особенности, во многом обусловленные сезонными и климатическими условиями. Выработка электроэнергии на ГЭС определяется накопленным запасом и напором воды и характеризуется значительной неравномерностью.

Очевидно, что ГЭС рационально использовать для покрытия полупиковых и пиковых нагрузок. Этому помогает высокая маневренность гидротурбогенераторов, их способность быстро набирать и снижать нагрузку. Использование установленной мощности ГЭС составило в 1978 г. 3748 ч/год, а по отдельным ГЭС колеблется от 2200 до 5500 ч/год (среднегодовой коэффициент нагрузки $\varphi = 0,25 \div 0,63$).

Себестоимость производства электроэнергии на ГЭС в несколько раз ниже, чем на ТЭС, и определяется в основном постоянными затратами, т. е. амортизацией оборудования. Удельные капиталовложения по ГЭС крупной мощности в среднем составляют 330—350 руб./кВт установленной (проектной) мощности. Сюда не включены не относящиеся к энергетике затраты (строительство шлюзов для пропуска судов и т. п.).

В развитии гидроэнергетики СССР особое значение имеет сооружение гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). В сочетании с АЭС, работающими в базисе графика нагрузки, ГАЭС будут использоваться для покрытия пиковой части графика, для поддержания частоты при внезапных непредвиденных набросах нагрузки, авариях ЛЭП и т. п.

Каждая ГАЭС представляет собой ГЭС специального типа. Установленные на ГАЭС гидротурбины с генераторами тока имеют обратимую конструкцию — они могут превращаться в мощные электроводяные насосы. В этом случае генератор тока будет работать как мощный электродвигатель, а гидротурбина — как насос, обеспечивающий перекачку рабочей воды из нижнего (сбросного) бассейна в верхний бассейн-водохранилище, где уровень воды поднят на десятки и даже сотни метров, что и создает необходимый статический напор для работы гидротурбин.

В период минимума графика нагрузки энергосистемы (обычно в ночное время и в нерабочие дни) турбоагрегаты АЭС закачивают воду из нижнего бассейна в верхний, используя мощность АЭС и ТЭС. А в часы пик ГАЭС автоматически переключается на работу в режиме ГЭС как своеобразная резервная пиковая электростанция объединенной энергосистемы.

Объем воды в нижнем и верхнем бассейнах-водохранилищах,

а также разность уровней воды в них определяют заданную проектную мощность ГАЭС и максимальную суточную выработку электроэнергии (часов работы).

Кроме получения дешевой электроэнергии и экономии топливных ресурсов развитие гидроэнергетики имеет большое значение для экономичного регулирования стоков речной воды, орошения и комплексного решения других народнохозяйственных задач.

В 12-й пятилетке намечен ввод в эксплуатацию Загорской (под Москвой) и Кайшядорской (Литва) ГАЭС на полную мощность (1200 и 1400 МВт соответственно). Будет развернуто строительство Ленинградской, Днестровской и Каневской ГАЭС.

2.7. ЯДЕРНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

В производстве электроэнергии в СССР до 1990 г. и в последующий период все возрастающая роль принадлежит АЭС. В европейской части СССР резко сокращается строительство новых КЭС на органическом топливе. Здесь основной прирост потребностей в электроэнергии будет покрываться за счет АЭС (рис. 2.8).

Такое направление развития электроэнергетики СССР будет продолжаться и в последующий период. Оно обосновано высокой народнохозяйственной эффективностью ядерной энергетики и созданием в стране необходимого производственно-технического потенциала для ее быстрого развития. Накоплен многолетний успешный опыт проектирования, сооружения и эксплуатации крупнейших АЭС, созданы необходимые мощности крупного атомного и энергетического машиностроения, предприятий топливного цикла, широко развернута научно-экспериментальная и проектно-конструкторская база, выросла квалификация научных, инженерных и рабочих кадров.

Однако авария на IV блоке Чернобыльской АЭС (26.04.86 г.) явилась суровым и грозным предостережением о первостепенном значении *всех факторов*, обеспечивающих гарантированную безопасность эксплуатации ядерных источников энергии (технических, организационных, управленческих и кадровых). В ядерной энергетике, генерирующей и концентрирующей гигантские количества радиоактивных веществ, обеспечение ядерной и радиационной безопасности всегда должно стоять на первом месте как при разработке проектов и конструкций оборудования, так и при сооружении, а особенно при эксплуатации. Улучшение технико-экономических показателей за счет снижения безопасности здесь абсолютно недопустимо.

В табл. 2.7 приведен пере-

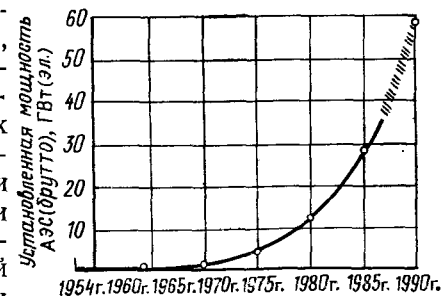


Рис. 2.8. Рост установленной мощности АЭС СССР

Таблица 2.7. Действующие АЭС СССР (по состоянию на 01.01.86 г.)

АЭС	Номер энергоблока	Тип реактора	Электрическая мощность, МВт	Год ввода в эксплуатацию
Нововоронежская им. 50-летия СССР	I*	ВВЭР-210	210	1964
	II	ВВЭР-365	365	1969
	III	ВВЭР-440	440(417)**	1971
	IV	ВВЭР-440	440(417)**	1972
	V	ВВЭР-1000	1000	1980
Кольская	I	ВВЭР-440	440	1973
	II	ВВЭР-440	440	1974
	III	ВВЭР-440	440	1981
	IV	ВВЭР-440	440	1984
Арминская	I	ВВЭР-440	440(407,5)**	1976
	II	ВВЭР-440	440(407,5)**	1980
Ровенская	I	ВВЭР-440	440(402)**	1980
	II	ВВЭР-440	440(416)**	1981
Южно-Украинская	I	ВВЭР-1000	1000	1982
	II	ВВЭР-1000	1000	1985
Калининская	I	ВВЭР-1000	1000	1984
Запорожская	I	ВВЭР-1000	1000	1984
	II	ВВЭР-1000	1000	1985
Балаковская	I	ВВЭР-1000	1000	1985
Белоярская им. И. В. Курчатова	I***	ВГР	100	1964
	II	ВГР	200(160)**	1967
	III	БН-600	600	1980
Билибинская	I	ЭГП	12	1974
	II	ЭГП	12	1974
	III	ЭГП	12	1975
	IV	ЭГП	12	1976
Ленинградская им. В. И. Ленина	I	РБМК-1000	1000	1973
	II	РБМК-1000	1000	1975
	III	РБМК-1000	1000	1979
	IV	РБМК-1000	1000	1981
Курская	I	РБМК-1000	1000	1976
	II	РБМК-1000	1000	1978
	III	РБМК-1000	1000	1983
	IV	РБМК-1000	1000	1985
Чернобыльская	I	РБМК-1000	1000	1977
	II	РБМК-1000	1000	1978
	III	РБМК-1000	1000	1981
	IV****	РБМК-1000	1000	1983
Смоленская	I	РБМК-1000	1000	1982
	II	РБМК-1000	1000	1985
Игналинская	I	РБМК-1500	1500	1983

Всего 40 энергоблоков электрической мощностью ~ 28 млн. кВт [в этот перечень не вошли Сибирская АЭС — 600 МВт, Шевченковская АТЭС — 150 МВт (БН-350), Ульяновская АЭС — 50 МВт (ВК-50)].

* С 1985 г. блок находится на обследовании после 20 лет эксплуатации.

** В скобках указана фактически используемая мощность (по местным условиям).

*** Блок выведен из эксплуатации в 1983 г.

**** IV блок после аварии 26.04.86 г. законсервирован навечно.

чень действующих АЭС в СССР по состоянию на 1 января 1986 г. К ним надо добавить 15 действующих блоков на АЭС с унифицированными реакторами ВВЭР-440, построенных в странах — членах СЭВ (ГДР, НРБ, ЧССР, ВНР) при техническом содействии СССР, а также в Финляндии (2 блока).

Сооружение АЭС в европейской части СССР будет вестись весьма концентрированно, на относительно небольшом количестве площадок. Размещаемые на единой площадке мощности ряда АЭС будут составлять 4000—6000 МВт. На крупных АЭС применяются реакторы на тепловых нейтронах двух типов: ВВЭР и РБМК.

Возводятся новые мощные блоки и на ряде действующих АЭС.

В ближайшее десятилетие в СССР будут сооружены первые серийные блоки АЭС с реакторами на быстрых нейтронах электрической мощностью 800 МВт (БН-800) на Белоярской и Южно-Уральской АЭС. В них будет полностью использован опыт разработки, создания и многолетней эксплуатации реакторов БОР-60, БН-350 и БН-600. Серийное строительство АЭС с реакторами на быстрых нейтронах откроет новый этап в развитии ядерной энергетики в СССР.

По плану 12-й пятилетки будут введены в эксплуатацию две первые атомные станции теплоснабжения (АСТ) в Горьком и Воронеж, оборудованные специальными реакторами типа ВВЭР тепловой мощностью по 500 МВт.

2.8. ОСОБЕННОСТИ ПРОИЗВОДСТВА ЭНЕРГИИ

Главной особенностью производства тепловой и электрической энергии в отличие от других видов промышленного производства является *невозможность накапливать ее* в значительных количествах. Существующие в настоящее время аккумуляторы энергии и гидроаккумулирующие станции пока не вносят сколько-нибудь существенного вклада в баланс производства и потребления энергии. Невозможность «работать на склад» порождает *жесткую связь производства и потребления энергии во времени*. Нельзя полезно производить тепловую и электрическую энергию, не потребляя ее. Указанная особенность порождает прямую зависимость количества вырабатываемой энергии от графика ее потребления со всеми вытекающими отсюда последствиями.

График использования установленной мощности в том или ином экономическом районе определяется сочетанием промышленной, бытовой, сельскохозяйственной и транспортной нагрузок и имеет существенную неравномерность (рис. 2.9—2.12) (суточную, недельную, сезонную). Это приводит к невозможности поставить все энергопроизводящие установки в режим наиболее полного использования установленной мощности. Всегда необходимо иметь значительные (готовые к вводу) резервные мощности, предназначенные для работы в течение относительно короткого времени и выводимые в ночные часы и нерабочие дни. Естествен-

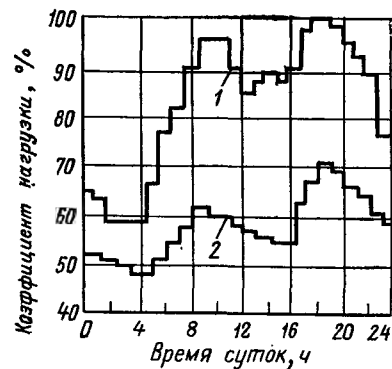
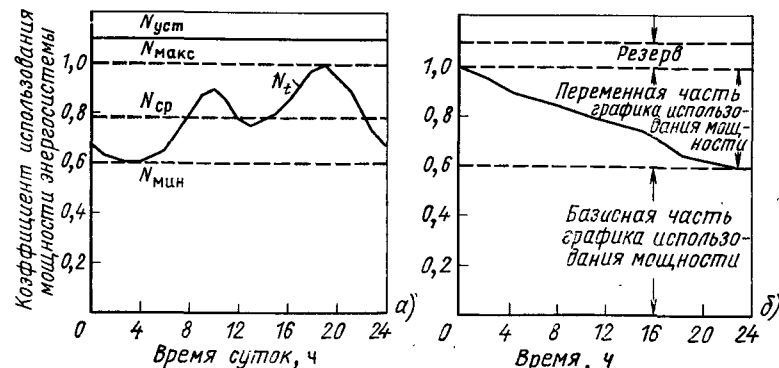


Рис. 2.9. Примерный суточный график электрических нагрузок для ОЭС Центра:
1 — зимний рабочий день; 2 — нерабочий день

Рис. 2.10. Типичный суточный график использования установочной мощности энергосистемами: фактический (а) и по продолжительности нагрузки в течение суток (б) ($N_{уст}$ — суммарная установленная мощность; $N_{макс}$ — максимальная; N_t — фактическая; $N_{ср}$ — средняя)



но, это снижает экономические показатели, повышает требования к электроснабжениям, к надежности их оборудования, в особенности при обеспечении глубокого регулирования и многократных и резких изменений уровня мощности, остановок и пусков.

Эффективность использования установленной мощности* электростанций. Важнейший экономический показатель эффективности работы отдельных энергоблоков, электростанций и энергосистем в целом, определяющий их выработку продукции и фондотдачу, оказывающий большое влияние на эксплуатационные расходы, — число часов эффективного использования установленной мощности $T_{эф}$, или среднегодовой коэффициент использования этой мощности (КИУМ), обозначаемый, так же как среднегодовой коэффициент нагрузки, ф.

В зависимости от назначения и условий эксплуатации отдельных видов электростанций сильно колеблется их вклад в общую энергоснабжающую, что выражается числом часов использования установленной мощности в течение года. Наибольший вклад в выработку электроэнергии вносят ГРЭС. Число часов использования установленной мощности для них по отдельным районам СССР

* В ядерной энергетике за установленную мощность блоков АЭС принимается их номинальная проектная мощность.

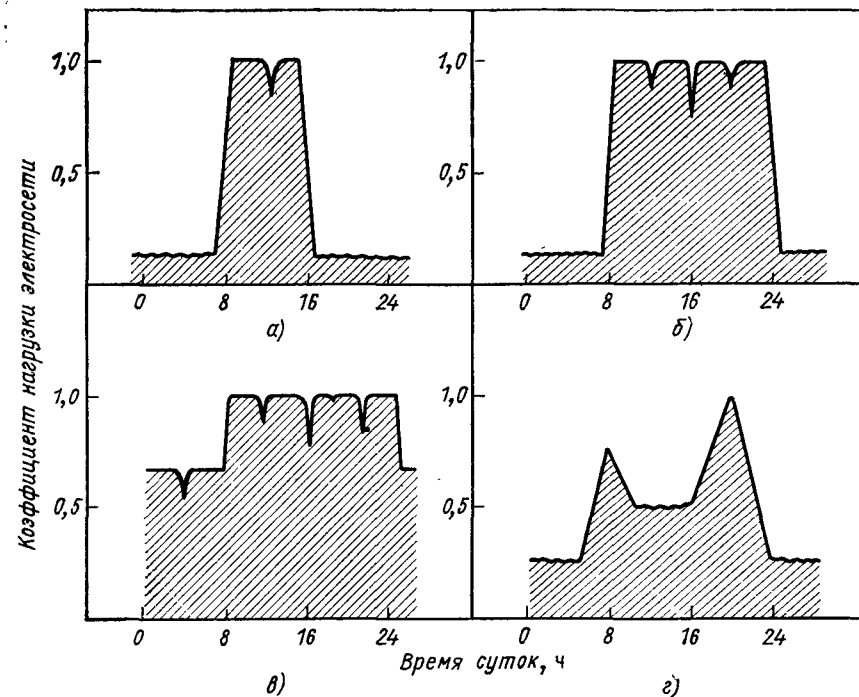


Рис. 2.11. Суточные изменения промышленной и бытовой нагрузки электросети:
а — предприятие с односменной работой; б — предприятие с двухсменной работой; в — предприятие с непрерывным процессом производства; г — бытовая нагрузка

колеблется от 5000 до 6500 в год. По отношению к календарному времени (8760 ч/год) среднегодовой КИУМ составляет 0,57—0,74. Для ТЭЦ этот коэффициент ниже, так как они имеют более резко выраженный сезонный график нагрузки с максимумом в зимний период. Среднее число часов использования установленной мощности на ТЭЦ по отдельным районам колеблется от 4000 до 5500 в год.

В целом по стране среднее за год число часов использования установленной мощности всех электростанций составляло в по-

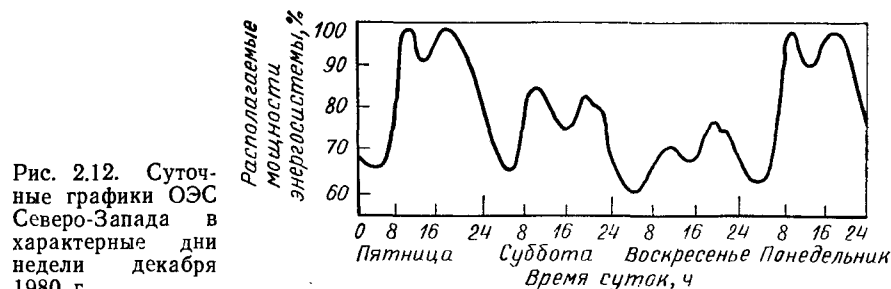


Рис. 2.12. Суточные графики ОЭС Северо-Запада в характерные дни недели декабря 1980 г.

следние 20 лет 4730—4950, а тепловых электростанций — 5400—6240, т. е. среднегодовой КИУМ равнялся соответственно 0,54—0,56 и 0,62—0,71. Это означает, что необходимо располагать генерирующими мощностями, почти в 1,5—2,0 раза большими, чем требовалось бы для того, чтобы выработать такое же количество электроэнергии, работая с полной нагрузкой установленных мощностей равномерно в течение всего года. Такой коэффициент использования установленной мощности обусловлен рядом факторов: необходимостью иметь аварийный и ремонтный резерв мощностей в энергосистемах, уровнем надежности и технической эксплуатационной готовности агрегатов и в значительной степени неравномерностью потребления.

На ближайшую перспективу кроме указанной выше (см. § 2.5) тенденции к изменению структуры генерирующих мощностей прогнозируется также некоторое снижение в среднем по стране числа часов использования установленной мощности за счет разуплотнения графиков нагрузки. Наряду с этим можно ожидать в отдельных энергосистемах за счет дальнейшего развития межсистемных связей и единой энергетической системы Советского Союза сохранения числа часов использования установленной мощности на уровне 6000 в год и даже некоторого незначительного ее повышения.

Графики нагрузки и их обеспечение. В графиках нагрузки принято различать базисную, полупиковую и пиковую части. В объединенных электроэнергетических системах европейских районов СССР базисные нагрузки составляют 55—65 %, полупиковые — 30—35 % и пиковые 5—10 % (см. рис. 2.9). Оптимальные методы покрытия пиковых и полупиковых электрических нагрузок приобретают большое народнохозяйственное значение.

К сожалению, АЭС можно надежно эксплуатировать пока лишь в режиме постоянной или мало меняющейся нагрузки. Из-за свойств применяемого топлива использование установленной мощности в переменном режиме, т. е. полупиковом и тем более в пиковом, по соображениям надежности не допускается.

Однако ведутся исследования по разработке ядерного топлива для эксплуатации АЭС в режиме следования за нагрузкой. Как показал опыт Франции, АЭС с реакторами типа ВВЭР могут эксплуатироваться в таком режиме, хотя экономически это невыгодно, так как при этом будет удорожаться себестоимость производимой на АЭС электроэнергии, а главное, снижаться экономия органического топлива, замещаемого ядерным топливом.

Сооружение наряду с АЭС гидроаккумулирующей электростанции (ГАЭС), опреснительного завода и других потребителей, допускающих временное отключение их в период максимальной нагрузки электросети, позволяет осуществлять работу АЭС и реакторов в базисном режиме (Шевченковская, Южно-Украинская АЭС).

Действенными средствами, уменьшающими неравномерность потребления энергии, особенно для районов, расположен-

ных в смежных часовых поясах, являются организация межсистемных связей и потоков энергии между поясами, регламентация работы энергоемких предприятий с особенно неравномерной (пиковой) нагрузкой, создание объединенных энергосистем в крупных экономических районах и, наконец, развитие ЕЭС. Однако в результате технического и социального прогресса будет происходить дальнейшее разуплотнение графиков нагрузки при производстве электроэнергии и снижение КИУМ.

Основные факторы, обуславливающие снижение КИУМ в энергосистемах страны, — это все большая электрификация быта, вызывающая рост бытовой нагрузки, которая, по существу, является резко пиковой (см. рис. 2.12); односменная работа на многих промышленных предприятиях, где производство не носит непрерывного характера; дальнейшее расширение перевода железнодорожного транспорта на электрическую тягу и все более глубокая электрификация сельского хозяйства и культурно-бытового обслуживания населения, живущего в сельской местности. Все эти факторы имеют долгосрочный характер и позволяют считать, что в период до 2000 г. будет происходить дальнейший рост неравномерности потребления электроэнергии и дальнейшее снижение КИУМ энергосистемы (коэффициента нагрузки) как по стране в целом, так и по крупным экономическим районам. В связи с этим необходимо предусматривать в проектах электростанций, в том числе атомных, технические возможности для работы в переменных режимах или проектировать их в комплексе с аккумуляторами энергии и с учетом этого оценивать экономические показатели АЭС.

Известно, что работа энергоблоков на сниженных мощностях (рис. 2.13) приводит к ухудшению экономических показателей, к перерасходу тепла и соответственно топлива. Так, для ТЭС увеличение расхода топлива на переменных режимах достигает 15—17 % при работе на мощности до 30 % установленной, 4—7 % при работе на мощности до 50 % установленной. Для АЭС этот фактор еще более существен вследствие более высоких затрат энергии на собственные нужды и остаточного тепловыделения, требующего охлаждения реактора даже при остановленном энергоблоке. Кроме того, при снижении КИУМ на АЭС увеличивается себестоимость электроэнергии, потому что возрастает ее амортизационная составляющая; уменьшается также и фондоотдача*.

* Об этом подробнее см. в гл. 11 и 12.

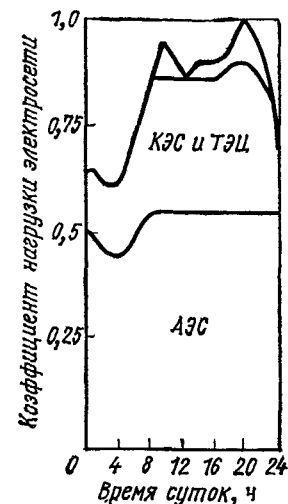


Рис. 2.13. Примерный график покрытия потребности в электроэнергии различными электростанциями

Влияние на окружающую среду. Характерная особенность технологий производства тепла и электроэнергии на ТЭС и АЭС (особенно в условиях дальнейшего значительного роста мощностей теплоэнергетики) — *непрерывный сброс* огромного количества тепла в окружающую среду: в реки, озера, пруды и другие водоохлаждающие бассейны, а также в атмосферу (посредством градирен, систем испарительного охлаждения). Это связано с тем, что коэффициент полезного использования тепла современных КЭС не превышает 40 %, а у АЭС с турбинами на насыщенном паре — только 30—33 %. Остальное тепло, генерируемое в топках котлов или в активных зонах реакторов, сбрасывается в воду или атмосферу. Это порождает трудности в подборе соответствующих площадок для размещения вновь сооружаемых электростанций, которые позволяли бы обеспечить сброс тепла в непосредственной близости от них (проточная вода или искусственные гидротехнические сооружения больших размеров в виде водохранилищ, испарительных прудов, градирен)*. Гидротехнические сооружения для системы охлаждения ТЭС или АЭС требуют больших капитальных затрат.

Более низкий, чем у ТЭС, коэффициент полезного использования тепла (тепловой КПД) большинства современных АЭС приводит к существенно большему для АЭС потребностям в охлаждающей воде и большим затратам на гидротехнические сооружения или градирни. Поэтому в проектах АЭС стремятся к максимально возможному тепловому КПД. Один из путей повышения КПД АЭС — получение перегретого пара непосредственно в реакторе. Промышленная возможность такого процесса была подтверждена впервые в мировой практике многолетним опытом эксплуатации Белоярской АЭС.

Тепловое «загрязнение» окружающей среды от ТЭС, работающих на органическом топливе, сопровождается огромным расходом кислорода из атмосферы, непрерывным выбросом газов, золы, а также вредных для растительного и животного мира окислов серы и азота. Это создает особые экологические проблемы и влечет за собой крупные затраты на сооружение и эксплуатацию технических устройств, обеспечивающих надежную защиту окружающей среды.

Капиталоемкость, живучесть и инерционность энергетики. Фондоотдача. Важнейшая особенность энергетики состоит в том, что она представляет собой весьма *капиталоемкую* отрасль народного хозяйства. В топливно-энергетических отраслях СССР сосредоточено около 1/4 всех основных производственных фондов страны, в них работает более 10 % трудящихся, занятых в промышленности. Капитальные затраты на энергетическое хозяйство

* Необходимая поверхность зеркала испарения в зависимости от климатических условий и КПД тепловой схемы составляет 4—7 км² для электростанций мощностью 1 млн. кВт.

промышленных предприятий составляют 25—60 % общих капиталовложений в сооружение этих предприятий.

В целом на ТЭК приходится около 25 % всех капитальных вложений страны, 6—7 % на эксплуатационные затраты всего промышленного сектора. Поэтому особенно значим каждый экономленный процент средств как на сооружение, так и на эксплуатацию энергетических объектов. Например, при общем потреблении топливных ресурсов 2 млрд. т у. т. в год снижение расхода лишь на 1 % может дать экономию около 20 млн. т у. т. в год.

Современное развитие производства характеризуется неуклонным снижением удельной энергоемкости на единицу произведенного национального дохода (НД) и одновременно увеличивающейся его электроемкостью. Так, в 1950 г. электроемкость НД составляла 1,6 кВт·ч/руб, в 1970 г. — 2,6 кВт·ч/руб, в 1980 г. — 2,9 кВт·ч/руб. Этим объясняется опережающий темп развития электрификации в системе ТЭК страны и неуклонный рост производства электроэнергии на душу населения.

Для производства электроэнергии характерна невысокая *фондоотдача* (отношение стоимости произведенной и реализованной за год товарной продукции к стоимости основных и оборотных фондов), что является следствием высокой капиталоемкости. Так, по данным Госплана СССР средняя фондоотдача по электроэнергетике СССР, включая сетевое хозяйство, не превышает 30 коп/руб.

Наконец, необходимо указать на большую *инерционность* энергетики и относительную *живучесть* ее объектов. Расчетный срок службы ТЭС и АЭС и их основного оборудования принимается 30 лет и более. Практика показывает, что за этот период экономически целесообразно может быть проведена лишь частичная реконструкция и модернизация и достигнуто относительно небольшое улучшение технико-экономических показателей, главным образом за счет совершенствования тепловой схемы, некоторого повышения КПД двигателей, снижения потерь, повышения надежности и ресурса оборудования, сокращения вынужденных простоев и остановок, увеличения коэффициентов эксплуатационной готовности и использования проектной мощности. Если к 30 годам добавить время, затраченное на разработку оборудования и его изготовление, а также на строительство, то это составит около 40 лет. За этот период научно-технический прогресс в машиностроении и энергетике шагнет далеко. Это означает, что уже при проектировании энергетических установок необходимо предусматривать возможности их технического усовершенствования и реконструкции и закладывать прогрессивные решения в принципиальные схемы компоновки и конструкции оборудования, всемерно обеспечивая его длительную эксплуатационную готовность, безотказность и надежность, а также ремонтпригодность и контролируемость состояния в ходе эксплуатации.

Для современной электроэнергетики показательны *высокая степень механизации и автоматизации* и высокая производитель-

ность труда, выраженная в стоимости выработанной энергии, приходящейся на одного работающего.

Необходимо отметить еще одну важную особенность ядерных энергетических установок, которая определяется специфическими условиями их демонтажа по истечении срока службы или при замене оборудования и устройств, имеющих радиоактивные загрязнения или высокую наведенную радиоактивность. Затраты на дезактивацию, демонтаж, консервацию (или захоронение) такого оборудования велики и по оценкам американских специалистов могут составлять до 20—30 % начальной стоимости оборудования.

2.9. ЕДИНАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА СССР

В СССР создана одна из крупнейших в мире энергосистем — Единая электроэнергетическая система (ЕЭС). Ее создание явилось высшей формой централизации электроснабжения в масштабах нашей страны. Ныне централизованным электроснабжением в СССР охвачено более 98 % всех потребителей электроэнергии.

ЕЭС представляет собой совокупность всех видов электростанций и распределительных подстанций, связанных общей электрической сетью. Она обеспечивает управление из единого центра, осуществление перетоков энергии из одной региональной энергосистемы в другую, совместную работу по единому графику электростанций, размещенных на обширной территории страны площадью около 10 млн. км², где проживает более 250 млн. чел.

ЕЭС располагает гигантской сетью транспортирования и распределения электроэнергии. Основа ЕЭС — магистральные воздушные линии электропередачи (ЛЭП) высокого напряжения. Дальнейшее развитие ЕЭС будет опираться на сооружение сети мощных магистральных ЛЭП напряжением 500, 750 и 1150 кВ переменного тока и 1500 кВ постоянного тока.

Управляется ЕЭС СССР с помощью автоматики и электроники из Центрального диспетчерского управления Министерства энергетики и электрификации СССР. ЕЭС обеспечивает устойчивость и надежность электроснабжения страны, дает возможность маневрировать мощностями, рационально использовать разнохарактерные станции, покрывать пиковые нагрузки, используя разницу во времени (поясное время) в различных частях страны, оперативно компенсировать воздействие аварий и т. п. Все это на практике равносильно наличию значительных дополнительных мощностей и дает стране огромную экономию.

На рис. 2.14 приведен среднегодовой график месячных максимумов нагрузки ЕЭС в 1980 г., а на рис. 2.15 — совмещенный суточный график ЕЭС и ОЭС Северо-Запада одного из рабочих дней декабря.

ЕЭС в ее нынешних границах обеспечила большую экономию капитальных вложений и снижение эксплуатационных расходов.

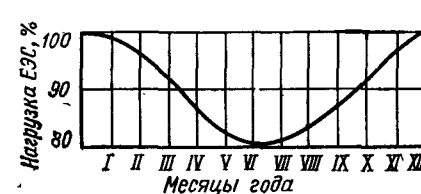


Рис. 2.14. Среднегодовой график максимальной нагрузки энергосистем ЕЭС в 1980 г., постоянный по месячным максимумам

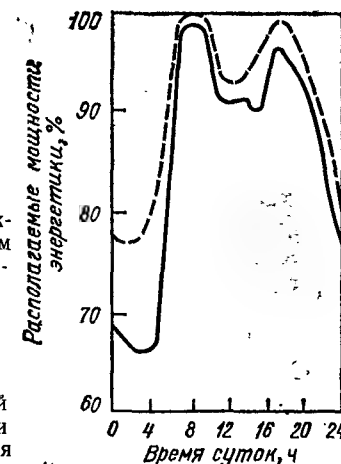


Рис. 2.15. Совмещенный суточный график ЕЭС (штриховая линия) и ОЭС Северо-Запада (сплошная) для среднего рабочего дня декабря

ЕЭС СССР соединена с энергосистемами европейских стран — членов СЭВ и с объединенной энергосистемой «Мир», которая охватывает сеть электростанций общей мощностью 75 млн. кВт.

Важнейшую роль в регулировании графиков нагрузки выполняют ГЭС, а в дальнейшем будут выполнять ГАЭС и другие маневренные электростанции.

2.10. ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРО- И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ. ТЕНДЕНЦИИ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ

На текущее десятилетие и до конца XX в. определилось несколько основных направлений развития теплоэнергетики страны.

1. Создание комплекса ядерной энергетики в европейской части СССР, который должен покрывать прирост потребностей этого региона в электрической и, в определенной части, тепловой энергии.

Эта программа — комплексная. Она предусматривает не только сооружение АЭС, АСТ, АТЭЦ, но и соответствующее развитие промышленности по производству и переработке ядерного топлива, создание новых и расширение существующих мощностей энергетического машиностроения, специальной металлургии, строительной индустрии и системы эксплуатационного обеспечения ядерной энергетики.

При реализации программы строительства АЭС и их географическом размещении ужесточаются требования к безопасности их эксплуатации и обеспечению защиты окружающей среды.

2. Дальнейшее развитие гидроэнергетики. ГЭС вместе с АЭС должны покрыть 70—80 % прироста электроэнергии в целом по стране без затрат органического топлива.

3. Создание Канско-Ачинского топливно-энергетического комплекса (КАТЭК) [мощных ТЭС с турбоблоками по 800 МВт, крупнейших в мире разрезов по открытой добыче дешевых углей, а также предприятий по энерготехнологической переработке углей (на жидкое топливо, газ, коксик и пр.)].

4. Дальнейшее развитие Экибастузского топливно-энергетического комплекса. Строительство серии ТЭС общей мощностью 20 млн. кВт.

5. Дальнейшее развитие Тюменского ТЭК. Здесь будут строиться мощные электростанции на местном природном и попутном газе с энергоблоками 800—1200 МВт.

6. Дальнейшее развитие ЕЭС (она будет территориально расширена и усилена). Будет присоединена энергосистема Средней Азии и развернуты работы по соединению с ОЭС Востока. Для повышения надежности и маневренности электроснабжения будут усилены межсистемные и магистральные связи с помощью ЛЭП высоких напряжений.

Тенденции и закономерности развития энергетики. В развитии энергетики СССР проявились некоторые объективно сложившиеся *тенденции и закономерности*. К ним следует отнести:

1) усиление влияния системных факторов и взаимосвязей, определяющих выбор экономически оптимальных решений (географическое размещение энергетических объектов; мощности, параметры и типы основного оборудования; вид топлива и его транспортирование, протяженность и нагрузки энергосетей; надежность энергоснабжения и пр.);

2) дальнейшую концентрацию мощностей и централизацию энергонагрузок с учетом растущего потребления энергии крупными территориально-промышленными комплексами;

3) повышение коэффициента полезного использования топливно-энергетических ресурсов; экономия энергоресурсов и энергии всех видов (энергосберегающая технология) на всех стадиях и процессах производства, преобразования, транспортирования и потребления энергии;

4) широкая взаимозаменяемость различных источников энергии; увеличение доли преобразованных видов энергии и топлива в ТЭБ страны; рост коэффициента электрификации ТЭБ (т. е. доли расхода общих энергоресурсов, идущих на производство электроэнергии); увеличение удельной электроемкости национального дохода (кВт·ч/руб НД) при одновременном неуклонном снижении энергоемкости (т. у. т./руб. НД);

5) рост среднегодового потребления топливно-энергетических ресурсов и электроэнергии на душу населения [т. у. т./чел·год) и кВт·ч/(чел·год)], обусловленный экономическим и социальным развитием страны и обеспечивающий неуклонный рост ее национального дохода;

6) непрерывный рост энерговооруженности труда как важнейшей основы повышения его производительности; при этом за счет прогресса технологии рост производительности труда обгоняет

рост энерговооруженности, а доля энергозатрат в стоимости конечного продукта снижается;

7) возрастание капитальных и эксплуатационных затрат на удовлетворение экологических требований к энергетическим объектам, на мероприятия по обеспечению норм охраны окружающей среды и здоровья населения;

8) все большую зависимость надежности энергоснабжения потребителей от надежности топливоснабжения и эксплуатационной надежности магистральных и распределительных сетей, от совершенства внутрисистемных и межсистемных связей при работе в ЕЭС.

Современная и будущая энергетика СССР — это единая система, единый топливно-энергетический комплекс. В этом непрерывно развивающемся комплексе будет неуклонно возрастать удельный вес ядерной энергетики (АЭС, АТЭЦ, АСТ) при производстве электроэнергии, для теплоснабжения страны, при экономичном обеспечении энергией многих энергоемких технологических процессов промышленности, получении преобразованных источников энергии (водород, метанол и др.).

ГЛАВА 3

ОРГАНИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО. ПОТРЕБНОСТИ И ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ

3.1. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА ОРГАНИЧЕСКОГО ТОПЛИВА

Применяемое в энергетике органическое топливо делится на твердое (уголь, сланцы, торф, дрова и пр.), жидкое (нефть, продукты ее переработки, газовый конденсат), газообразное (природный, попутный, коксовый газ). Все эти виды топлива используются или в естественном состоянии, непосредственно добытые из недр, или в виде искусственных продуктов, полученных в результате переработки исходного естественного топлива, что особенно относится к нефти, которую расточительно и нецелесообразно применять в сыром виде.

Ценность любого органического топлива определяют в основном следующие его характеристики и параметры:

1) *теплота сгорания*, или *теплотворная способность*, т. е. количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании 1 кг твердого или жидкого топлива (ккал/кг; кДж/кг) * или 1 нормального кубометра газообразного [ккал/(н.м³); кДж/(н.м³)]. Теплотворная способность определяет основное качество топлива как первоисточника и носителя тепловой энергии. Для возможности сравнения различных топлив по этому основному параметру при-

* 1 ккал/кг ≈ 4,2 кДж/кг.

нята единица условного топлива, 1 кг которого (1 кг у. т.) имеет теплотворную способность, равную 7000 ккал ($\sim 29,4$ МДж);

2) *жаропроизводительность**, т. е. максимальная температура горения, развиваемая при полном сгорании без избытка воздуха в условиях, когда все выделяемое при сгорании тепло полностью идет только на нагрев образующихся продуктов сгорания. Эта характеристика топлива особенно важна при использовании топлива для высокотемпературных процессов, например в нагревательных и плавильных печах и др.;

3) *содержание балласта*, т. е. минеральной массы и воды (влаги) в твердом и жидком топливе, азота и диоксида углерода в газообразном. Чем выше содержание балласта, тем ниже теплота сгорания, а также и жаропроизводительность;

4) *содержание вредных примесей*, таких, например, как сера, снижающих ценность топлива и иногда требующих обязательной его очистки. Эти примеси в топливе при сжигании создают наибольшее загрязнение атмосферы.

Наряду с названными выше теплоэнергетическими характеристиками сравнительная ценность того или иного топлива определяется по экономическим критериям: затратам на добычу и транспортирование, удельным капиталовложениям и пр.

Известно, что любое органическое топливо состоит из *горючей массы* (углерод, водород, сера, кислород) и *балласта* (азот, влага, минеральные соли), которые вместе образуют *рабочую массу*. Состав горючей массы топлива и содержание в нем балласта обуславливают технологические и теплотехнические характеристики топлива и во многом определяют его ценность. В табл. 3.1 приведено усредненное содержание в различных видах органического топлива основных компонентов горючей массы.

Наиболее ценное углеводородное топливо — природный газ и легкое жидкое топливо (бензин и т. п.), которые содержат в своей рабочей массе практически только два элемента (углерод и водород) и обладают наибольшей теплотворной способностью.

При полном сгорании 1 кг углерода, содержащего в различных видах топлива, в среднем выделяется 8100 ккал (~ 34 МДж), а при сгорании 1 кг газообразного молекулярного водорода — в 4,2 раза больше. С учетом того, что образуется при сгорании водорода — вода или водяной пар, определяют высшую или низшую (за счет затрат тепла на испарение воды) теплоту сгорания топлива, которые отличаются друг от друга тем больше, чем выше содержание водорода. Обычно в тепловых расчетах используют низшую теплоту сгорания, т. е. количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании единицы топлива с образованием CO_2 , H_2O (пар) и SO_2 , и с учетом расхода теплоты на испарение влаги (~ 600 ккал/кг влаги, $\sim 2,52$ МДж/кг влаги), так как температура отходящих газов обычно превышает 100°C .

Содержащийся в горючей массе кислород снижает теплоту

* Термин введен Д. И. Менделеевым.

Таблица 3.1. Содержание углерода, водорода, серы и кислорода в горючей массе и теплотворная способность единицы рабочей массы различных видов органического топлива

Топливо	Содержание, %				Теплотворная способность, ккал/кг		Зольность в рабочей массе, %
	C	H ₂	S	O ₂	высшая Q _p ^в	низшая Q _p ^н	
Дрова	50	6	0,0	42	2870	2440	$\sim 0,6$
Торф (фрезерный)	54—63	6	0,3	33	2470	2030	$\sim 6,0$
Сланец	60—75	7—10	4,0	12—18	2760	2630	39—40
Бурый уголь подмосковный	60—80	4—6	1—6	19—27	2830	2510	23—27
Бурый уголь канско-ачинский	70—72	5	0,3—0,8	До 23	3200—4100	3000—3500	7—12
Антрацит	92—98	2	0,3—3	1—2	6600	6500	~ 13
Каменный уголь: кузнецкий	78—90	4—6	0,3—0,8	2—13	5800—6900	5700—6800	1—12
донецкий	76—89	4,2—5,5	3—5	2—12	5300—6500	5200—6400	17
экибастульский	75—80	4,3—5,2	1,2—1,8	12—16	3000—4600	2800—4510	>20 (до 55)
Природный газ	75	25	0,0*	0	9500 (ккал/н. м ³)	8300—8500 (ккал/н. м ³)	0
Бензин	85	15	0,15	0	11 300	10 500	0
Мазут малосернистый**	До 88	11—12	0,5	0—0,2	10 500	9500	0,1—0,4

* В природном газе некоторых месторождений содержится сера главным образом в виде сероводорода (например, в оренбургском газе — до 5%).

** Сернистый топочный мазут содержит 0,5—2% серы, высокосернистый — 2—3,5%.

сгорания топлива [примерно на 26 ккал/кг ($\sim 0,1$ МДж/кг) на 1 % содержания кислорода]. Высокое содержание кислорода имеют дрова (до 42 %), торф (до 33 %), сланцы (до 18 %), бурые угли (19—27 %). Связанный азот, входящий в состав сложных органических соединений, также требует затрат тепла на образование его оксидов. Содержание азота в рабочей массе колеблется: у твердого топлива от 0,6 % (дрова) до 2,5 % (в некоторых видах углей и торфа), у нефти от 0,03 до 0,3 %, у различных видов газообразного топлива от 0 до 75 %. В процессе горения азот топлива переходит в дымовые газы, но при высоких температурах в топках или камерах сгорания азот частично окисляется, образуя весьма вредные для здоровья токсичные оксиды, загрязняющие атмосферу. Наряду с азотом наиболее вредной примесью в горючей массе топлива является сера (органическая, колчеданная или пиритная и сульфитная). И хотя при сгорании 1 % горючей серы, содержащейся в 1 кг топлива, выделяется 26 ккал (0,1 МДж) тепла, получающийся сернистый ангидрид (SO_2), а также SO_3 губительно действуют на металлические поверхности и растительность. В целях уменьшения вредного влияния сернистых газов создаются установки для снижения содержания серы в топливе, по очистке дымовых газов от сернистых соединений, а для их наибольшего рассеяния в атмосфере сооружаются дымовые трубы (высотой 180—500 м).

На рис. 3.1 показан блок тепловой конденсационной электростанции мощностью 2400 МВт, работающей на угле.

Сжигание высоковлажного топлива резко снижает теплоту его сгорания и жаропроизводительность. Высокую влажность имеют торф (до 50 %), бурые угли (17—50 %), дрова (до 40 %), сланцы (15—20 %). Бурые канско-ачинские угли малосернисты и малозольны, но содержат в рабочей массе до 23 % кислорода, 30—40 % влаги, низшая теплота сгорания их составляет 3000—3500 ккал/кг (12,6—14,7 МДж/кг), а жаропроизводительность — до 1840 °С. У подмосковных бурых углей в рабочей массе содержится около 56 % балласта.

Большой недостаток многих твердых видов топлива — повышенная зольность. У бурых углей она достигает 15—35 % их сухой рабочей массы, у каменных углей (кузнечских) — 15—18 %, у экибастузских — до 55 %, а у сланцев — 40—60 %.

На жаропроизводительность резко влияет наличие балласта. Максимальная жаропроизводительность природного газа и мазута составляет ~ 2100 °С, газообразного водорода ~ 2235 °С, антрацита ~ 2190 °С, кузнечского угля ~ 1300 °С, бурого угля (подмосковного) ~ 1700 °С, торфа и дров ~ 830 — 875 °С.

При сжигании органического топлива непрерывно расходуется кислород воздуха и при этом непрерывно должны отводиться в атмосферу продукты сгорания и несгоревшие продукты рабочей массы. Поскольку главными компонентами горючей массы органического топлива всех видов являются углерод и водород, то и состав отходящих дымовых газов при полном сгорании в основ-

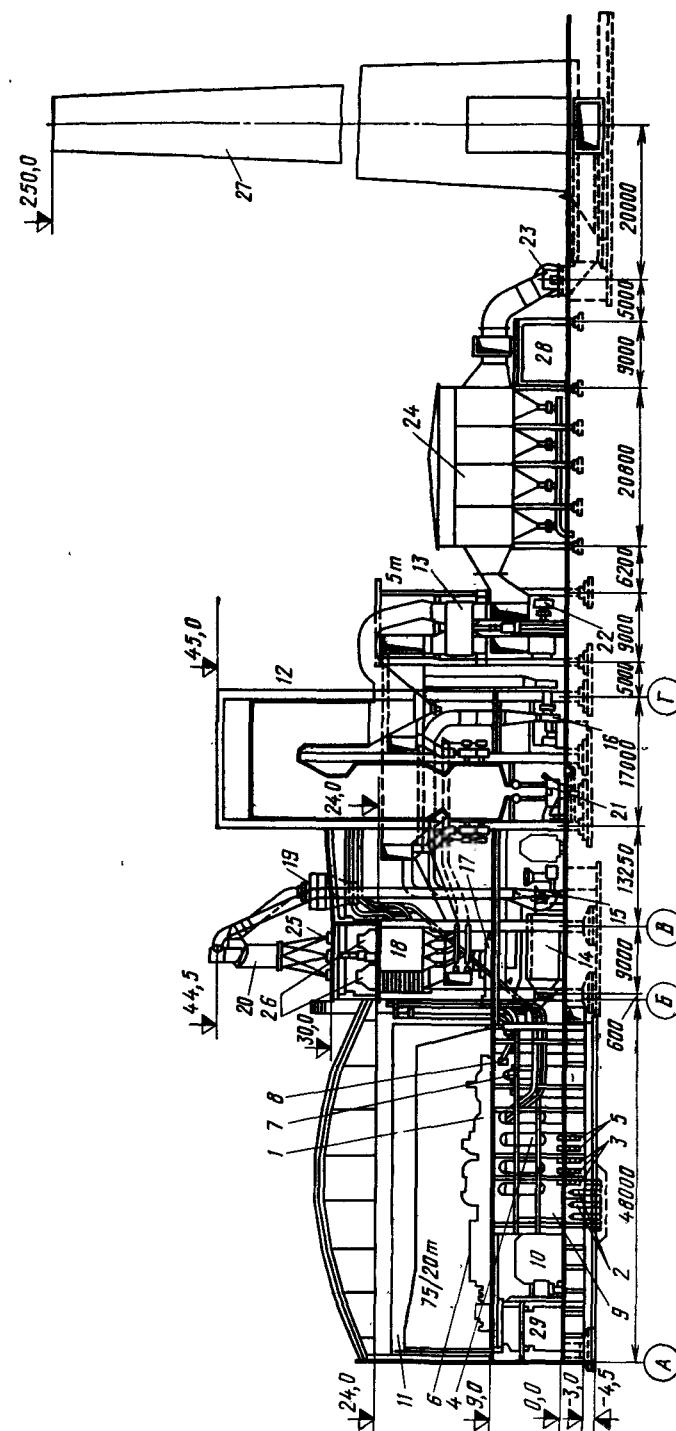


Рис. 3.1. Поперечный разрез по главному корпусу ГРЭС-2400 (8 турбин $\times$ 300 МВт), работающей на пылеугольным топливе, с центральным расположением бункерного отделения:

1 — турбоагрегат типа К-300-240 мощностью 300 МВт с параметрами пара 240 ата (24,0 МПа) и 580/565 °С; 2 — конденсатный насос; 3 — буферный бак; 4 — подогреватель низкого давления; 5 — сливной бак; 6 — электрогенератор; 7, 8 — подогреватели сетевой воды (основной и пиковый); 9 — конденсаторы; 10 — фильтры и насос установки для обессоливания конденсата; 11 — кран грузоподъемностью 75/20 т; 12 — котлоагрегат жаропроизводительностью 950 т/ч с параметрами пара 255 ата (25,5 МПа) и 585/570 °С; 13 — регенеративный воздухоподогреватель; 14 — шаровая барабанная мельница производительностью 50 т/ч (по углю АШ); 15 — мельничный вентилятор первичного воздуха; 16 — вентилятор первичного воздуха; 17 — питатель сырого угля; 18 — питатель пшеницы; 19 — сепаратор пыли; 20 — циклон пылевой; 21 — устройство непрерывного шлакоудаления; 22 — дутьевой вентилятор; 23 — дымоход; 24 — золоуловитель (четырехпольное электрофильтры); 25 — распределительное устройство; 26 — конвейеры топливopодачи; 27 — дымовая труба; 28 — распределительное устройство собственного расхода; 29 — распределительное устройство.

ном состоит из оксидов углерода (CO_2 и CO) и водяного пара. На 1 кг полностью сгоревшего углерода минимально расходуется около 2,67 кг кислорода, при этом образуется около 3,67 кг CO_2 ; на 1 кг водорода затрачивается 8 кг кислорода. При сгорании углеводородного топлива при расходе 1 кг кислорода получается в среднем 3150 ккал тепла ($\sim 13,23$ МДж).

Таким образом, при сжигании органического топлива (а речь идет о миллионах и миллиардах тонн в год) из окружающей атмосферы непрерывно забирается колоссальное количество кислорода, а выделяются углекислота, водяной пар, вредные азотистые, сернистые и другие соединения и зола. Это создает серьезные проблемы защиты окружающей среды.

3.2. ПОТРЕБНОСТИ ТЭС В ОРГАНИЧЕСКОМ ТОПЛИВЕ

Удельный расход условного топлива при производстве электроэнергии на ТЭС может колебаться в значительных пределах в зависимости от параметров пара, единичной мощности и совершенства конструкций установленных котло- и турбоагрегатов, вида используемого топлива (уголь, мазут, газ) (табл. 3.2) и, наконец, от режима использования ТЭС в графике нагрузки. В наиболее современных установках, работающих на сверхкритических параметрах пара [240 ат ($\sim 23,5$ МПа), 540—565 °C], он приближается к 315—325 г у. т./ (кВт·ч).

Средний удельный расход условного топлива в отрасли определяется структурой генерирующих мощностей ТЭС, сформировавшейся за длительный период, поскольку срок службы ТЭС, как правило, исчисляется 25—30 годами. По мере возрастания в структуре генерирующих мощностей доли современных, более экономичных ТЭС на сверхкритических параметрах пара ранее введенные и менее экономичные электростанции переводятся в режим с меньшим коэффициентом нагрузки, средний удельный расход топлива по отрасли постепенно снижается, приближаясь к расходу на наиболее современных блоках.

Количество отпущенной ТЭС в сеть за год электроэнергии (кВт·ч/год) может быть подсчитано по следующей формуле:

$$W_{\text{отп}} = N_{\text{э.бр}} (1 - k_{\text{с.п}}) 8760 \bar{\varphi} \quad (3.1)$$

Таблица 3.2. Удельный расход условного топлива при работе ТЭС на номинальной нагрузке, г у. т./ (кВт·ч)

Тип турбоагрегата	Каменный уголь	Природный газ	Мазут	Тип турбоагрегата	Каменный уголь	Природный газ	Мазут
К-150-130*	364	348	351	К-500-240	330	316	318
К-200-130	340	322	328	К-800-240	324	315	317
К-300-240	329	318	320				

* К-150-130—конденсационная турбина мощностью 150 МВт (эл.), начальное давление пара 130 ат ($\sim 12,74$ МПа). Аналогично читаются индексы и других типов турбоагрегатов.

Здесь $N_{\text{э.бр}}$ — установленная электрическая мощность ТЭС (брутто), кВт; $k_{\text{с.п}}$ — коэффициент расхода энергии на собственные нужды; $\bar{\varphi}$ — среднегодовой коэффициент использования установленной мощности.

Годовая потребность в органическом топливе в натуральном (не условном) исчислении $Q_{\text{нат}}$ при заданном (или фактическом) среднегодовом удельном расходе (т/год) определяется так:

$$Q_{\text{нат}} = W_{\text{отп}} m_{\text{уд}} q \cdot 10^{-3}, \quad (3.2)$$

где $m_{\text{уд}}$ — средний удельный расход условного топлива на 1 кВт·ч отпущенной в сеть электроэнергии, кг у. т./ (кВт·ч); q — коэффициент относительной калорийности условного топлива по сравнению с натуральным (например, для малосернистого мазута $q=0,74$, для бурого подмосковного угля $q=2,8$).

На удельный расход топлива данной конкретной ТЭС оказывают влияние нестабильность качества применяемого топлива (увеличение примесей, влаги и т. п.), эксплуатация на переменных и нерасчетных режимах, работа на пониженной мощности, при ухудшенном вакууме за турбиной, а также нарушение требований по водоподготовке и регенерационному подогреву воды и т. п.

Пользуясь данными табл. 3.2, по формулам (3.1) и (3.2) определим годовой расход органического топлива (мазута и угля) для ТЭС с шестью турбинами К-300-240 общей мощностью 1800 МВт (брутто), принимая $\bar{\varphi}=0,74$ (или 6500 ч годового использования установленной мощности); $k_{\text{с.п}}=0,06$; $m_{\text{уд}}=0,320$ кг у. т./ (кВт·ч) (мазут) и 0,0329 кг у. т./ (кВт·ч) (бурый уголь).

Годовая выработка электроэнергии равна 11,0 млрд. кВт·ч. Расход мазута: удельный — 0,237 кг/ (кВт·ч), годовой — 2,6 млн. т. Удельный расход бурого угля — 0,930 кг/ (кВт·ч), годовой — 10,2 млн. т. Для перевозки этого угля по железной дороге потребуется свыше 3500 эшелонов грузоподъемностью по 3,0 тыс. т. Отсюда видно, сколь значительны масштабы годового потребления органического топлива электроэнергии, если учесть, что в приведенном примере на долю этой ТЭС приходится $\sim 1\%$ той электроэнергии, которую в 1975 г. произвели все электростанции СССР.

Используемое на ТЭС газообразное и жидкое топливо практически полностью сгорает в топках котлов. Что же касается твердого топлива (уголь, сланцы, торф), то имеют место значительные (до нескольких процентов) потери его за счет неполноты сгорания, механических уносов несгоревших частиц топлива дымовыми газами, золой, шлаками. Оставшиеся после сжигания твердого топлива зола и шлаки представляют собой негорючие материалы, которые в отдельных случаях могут быть использованы лишь для строительных целей. Продукты сгорания (дымовые газы и др.) после частичного улавливания содержащихся в них вредных примесей должны непрерывно выбрасываться через дымовые трубы в атмосферу и рассеиваться в ней.

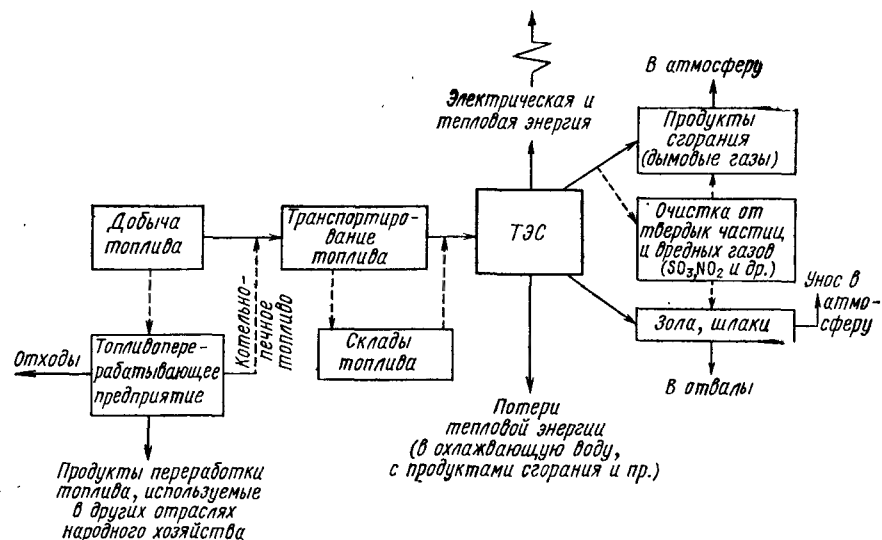


Рис. 3.2. Схема топливоснабжения и топливопотребления в тепловой энергетике

Схема топливоснабжения и топливопотребления тепловой энергетики включает в себя пять основных звеньев (рис. 3.2): 1) добычу органического топлива и в некоторых необходимых случаях его очистку от примесей, дообогащение, а для нефти — переработку на нефтеперерабатывающих заводах на топочный мазут с выделением легких продуктов (бензина, керосина и др.); 2) транспортирование к пунктам потребления (ТЭС, КЭС, котельные); 3) складирование на электростанции и подготовку к сжиганию (для углей — сушка, размол); 4) сжигание в топках котлов; 5) непрерывное удаление газообразных продуктов сгорания в атмосферу, золы и шлаков в хранилища отвалов (в отдельных случаях очистка дымовых газов от вредных компонентов и удержание золы и твердых компонентов). Необходимые мощность и производительность звеньев этой технологической цепи определяются количеством и качеством используемого топлива.

Таким образом, важнейшей отличительной особенностью и непременным условием бесперебойной и надежной эксплуатации ТЭС в целом является непрерывная, не прекращающаяся круглый год работа транспортного конвейера, доставляющего свежее топливо от места его добычи к месту потребления. Перерывы или нарушения в графике доставки топлива допустимы лишь в пределах, определяемых наличием необходимых запасов топлива на складах электростанции. Эти запасы создаются заблаговременно в наименее напряженный (летний) период энергопотребления. По установленным нормативам резервные складские запасы на ТЭС должны быть невелики; в зависимости от расстояния доставки и вида топлива они могут составлять от двухнедельной до трех-

месячной потребности. Отсюда видно, что *нормальная работа ТЭС целиком зависит от бесперебойного транспортирования топлива*. Эту важнейшую отличительную особенность теплоэнергетики необходимо иметь в виду при оценке преимуществ ядерной энергетики, которая, по существу, является «бестранспортной» энергетикой.

3.3. УСЛОВИЯ ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЯ И РОЛЬ АЭС в СССР

Для Советского Союза характерна большая неравномерность географического размещения и потребления топливно-энергетических ресурсов. Практически все основные районы страны располагают теми или иными видами местного топлива и энергоресурсов. Однако лишь восточные районы имеют дешевые и экономичные запасы твердого, жидкого и газообразного топлива. В этих условиях освоение восточных районов является одной из важнейших задач развития топливно-энергетической промышленности СССР.

Все возрастающие масштабы транспорта нефти и газа требуют значительных капиталовложений в прокладку трубопроводных магистралей и распределительных сетей. Топливо-энергетическое снабжение европейской части СССР становится важнейшей территориальной проблемой развития народного хозяйства страны на современном этапе.

Таким образом, наряду с совершенствованием технологии и экономики добычи органического топлива все большую роль будет играть прогрессивная технология и экономика транспорта электроэнергии и топлива на дальние расстояния. Стоимость добычи нефти, газа, угля в восточных районах в несколько раз меньше стоимости его транспортирования в западные районы страны. Для обеспечения все возрастающих потоков топлива с востока на запад потребуются огромные средства. В 1986—1990 гг. будет иметь место опережающее развитие трубопроводного транспорта: протяженность газопроводов увеличится на десятки тыс. км; значительно возрастет потребление электроэнергии для транспорта.

Внедряются технически более совершенные и экономичные средства транспортирования топлива и энергии: газопроводы диаметром 1420 мм при давлении не ниже 75 ат (~6,8 МПа), линии электропередачи мощностью 5—6 млн. кВт каждая, напряжением переменного тока 1150 кВ и постоянного 1500 кВ, магистральные кольцевые ЛЭП напряжением 750 кВ, сооружаются вторые железнодорожные пути, оснащенные автоблокировкой для увеличения пропускной способности железных дорог, проводятся дальнейшая электрификация и прокладка новых железнодорожных линий, магистралей и др.

В этих условиях созданы реальные предпосылки для широкого использования ядерного топлива в энергетике европейской части страны и замещения им значительных количеств дорогостоящего

дальнепривозного и прежде всего углеводородного (нефть, газ) топлива с востока. Целесообразность размещения здесь объектов ядерной энергетики носит преимущественно экономический характер. Масштаб вовлечения ядерного топлива в топливный баланс, географическое размещение АЭС, АСТ и АТЭЦ, их мощности, сроки и темпы строительства — все это определяется достигнутой реальной конкурентоспособностью ядерной энергетики по сравнению с иными возможными способами покрытия потребностей в энергии и доставки необходимых энергоресурсов в районы с дефицитом или высокой стоимостью органического топлива. При этом учитывается реальная гарантированная всеми техническими, организационными и кадровыми мероприятиями полная ядерная и радиационная безопасность длительной эксплуатации всех сооружаемых АЭС, АТЭЦ и АСТ.

Решениями XXV—XXVII съездов КПСС определено опережающее развитие ядерной энергетики именно в районах европейской части СССР. В качестве генерального направления развития базисных мощностей в европейском регионе СССР принято строительство АЭС, не только обеспечивающих экономичное замещение дальнепривозного (транспортированного) органического топлива, но и практически снимающих проблемы транспортирования топлива для производства на атомных установках электрической или тепловой энергии.

Признано целесообразным также сооружение АСТ, которые превосходят по своим экономическим показателям ТЭЦ и котельные на донецком угле и особенно на мазуте. В качестве главных направлений перспективного развития централизованного теплоснабжения районов страны, расположенных западнее Урала, признано целесообразным сооружение АСТ, а также котельных на природном газе и на кузнецком угле, так как в существующих условиях работа ТЭЦ на кузнецком угле менее эффективна, чем сочетание котельной на угле и АЭС, АСТ, пиковой котельной на угле и газе и АЭС.

Часть вторая

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ЭКОНОМИКИ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

ГЛАВА 4

ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВО. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ. ПОТРЕБНОСТИ АЭС В ЯДЕРНОМ ТОПЛИВЕ

4.1. ПОНЯТИЕ О ЯДЕРНОМ ТОПЛИВЕ

Ядерным топливом называется материал, содержащий нуклиды, которые делятся при взаимодействии с нейтронами. Делящиеся нуклидами* являются находящиеся в природном уране изотопы урана, изотопы плутония, искусственно получаемые в ходе ядерных реакций из урана, искусственный ^{233}U , получаемый при облучении нейтронами природного тория. Изотопы урана и плутония могут делиться под воздействием нейтронов различных энергий (тепловых, быстрых, промежуточных).

Ядерное топливо, содержащее только природные делящиеся нуклиды, называется *первичным*, а топливо, содержащее нуклиды, полученные искусственным путем, — *вторичным*. Основная масса природного урана (^{238}U) и весь находящийся в природе торий (^{232}Th) представляют собой природный ядерный материал, пригодный для воспроизводства, т. е. для получения искусственных делящихся нуклидов, или вторичного ядерного топлива**.

На современном этапе развитие ядерной энергетики базируется на природном уране. Природный уран состоит из трех изотопов. Основной его изотоп — ^{238}U имеет период полураспада, соизмеримый с возрастом нашей планеты. Поэтому, где бы ни добывали природный уран, его изотопный состав всюду одинаков:

$$^{238}_{92}\text{U} — 99,2831\%, T_{1/2} = 4,51 \cdot 10^9 \text{ лет};$$

* По определению международного стандарта (ISO-921-72) нуклид — вид атома, характеризуемый определенным массовым числом, атомным номером и энергетическим состоянием при условии, что средний срок жизни в этом состоянии достаточно продолжителен для наблюдения.

** ^{238}U и ^{232}Th подвергаются делению быстрыми нейтронами, а торий — в очень малой степени и тепловыми, но вклад этого деления в получение ядерной энергии относительно невелик. В литературе воспроизводящие материалы иногда называют фертильными (от англ. fertile — родящий, воспроизводящий).

$$^{235}_{92}\text{U} - 0,7115\%, T_{1/2} = 0,713 \cdot 10^9 \text{ лет};$$

$$^{234}_{92}\text{U} - 0,0054\%, T_{1/2} = 27,0 \cdot 10^6 \text{ лет}.$$

Все эти изотопы урана спонтанно (самопроизвольно) распадаются с испусканием α -частиц с энергией 4,5—4,8 МэВ, ^{234}U является продуктом α -распада ^{238}U , и его удельная радиоактивность высока (13860 расп./мин в 1 мкг, что в 3270 раз выше, чем у ^{235}U , и в 18600 раз выше, чем у ^{238}U).

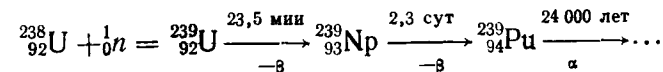
Наряду с α -распадом все изотопы урана испытывают слабое спонтанное деление с выходом мгновенных нейтронов: 1 кг ^{238}U испускает 13 нейтронов в 1 с, а изотопы ^{233}U , ^{234}U , ^{235}U , ^{236}U — от 0,3 до 5 нейтронов в 1 с. Выход нейтронов спонтанного деления — весьма важный фактор для возникновения самопроизвольной цепной реакции деления при соответствующей концентрации тяжелых атомов и замедлителя нейтронов.

^{235}U является практически единственным природным материалом, ядра атомов которого могут делиться под воздействием нейтронов любых энергий (начиная с тепловых) с выделением нейтронов деления, т. е. «избыточных» нейтронов, необходимых для осуществления в реакторе управляемой цепной реакции. К сожалению, в природном уране его содержится всего 1/140 часть. Большинство проектируемых и действующих АЭС с реакторами на тепловых нейтронах работают на уране, обогащенном ^{235}U . В активных зонах реакторов на быстрых нейтронах в начальный период также используется обогащенный уран. Он же применяется в компактных судовых реакторах. Исследовательские реакторы, как правило, работают на уране среднего и высокого обогащения.

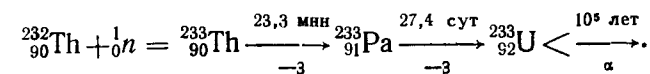
Обогащенным ураном называется полученная искусственным путем смесь природных изотопов урана, в которой содержание ^{235}U превышает его концентрацию в природном уране (0,7115 %)*. В зависимости от массового содержания ^{235}U различают уран слабообогащенный (до 5 %), среднеобогащенный (5—20 %), высокообогащенный (21—90 %) и сверхобогащенный (90—96 %).

Основная часть природного урана — изотоп ^{238}U (992,8 кг на 1 т урана) — не делится под воздействием тепловых нейтронов. Но его ядро может захватывать эти нейтроны без последующего

деления, при этом ^{238}U превращается в атом нового делящегося элемента — плутония, не встречающегося в природе. Процесс протекает по следующей реакции:



Подобным же образом ведет себя $^{232}_{90}\text{Th}$ — единственный изотоп этого элемента, встречающийся в природе. Под воздействием потока медленных нейтронов торий не делится, но способен захватывать нейтроны и через промежуточную стадию образования и радиоактивного распада протактиния превращаться в искусственный делящийся нуклид $^{233}_{92}\text{U}$ по следующей реакции:



Чтобы осуществить в реакторах эти реакции, необходимо получать избыточные нейтроны за счет цепной реакции деления ^{235}U . Следовательно, ^{235}U является первоисточником нейтронов, необходимых для преобразования природного ^{238}U и ^{232}Th в делящееся вещество, т. е. ^{235}U является как бы «стартовым» топливом развивающейся ядерной энергетики.

Из сказанного следует, что производство Pu и ^{235}U и его экономика теснейшим образом связаны с технологией получения и рациональным использованием природного урана и особенно его уникального изотопа ^{235}U . Обеспечить наиболее полное превращение всего природного урана и тория в делящийся материал — одна из важнейших глобальных проблем современной атомной науки и техники. Наиболее подготовленный путь решения этой проблемы — широкое использование реакторов-размножителей на быстрых нейтронах. Применение в современных энергетических реакторах, работающих на тепловых нейтронах, слабообогащенного урана, содержащего свыше 95 % воспроизводящего материала (^{238}U), позволяет и в этих реакторах осуществить процесс частичного воспроизводства делящихся нуклидов и таким образом улучшить их баланс в реакторе и получить значительный экономический эффект.

Ядерное топливо в реакторах применяется в виде металлов, сплавов, интерметаллидов, металлокерамики, оксидов, карбидов, нитридов и других топливных композиций, которым придается определенная конструкционная форма*. *Конструкционной основой ядерного топлива* в реакторе является *тепловыделяющий элемент (ТВЭЛ)* (рис. 4.1). ТВЭЛ состоит из активной части — *сердечника*, содержащего топливную композицию из делящихся и неделящихся

* В 1973 г. в Габоне (Центральная Африка) на урановых рудниках французскими исследователями было обнаружено аномальное явление: в пробах природного урана массовое содержание ^{235}U составило 0,44 % и более (но существенно ниже 0,7 %). Специальная экспедиция ученых, выезжавшая на место в 1975 г., подтвердила этот факт и высказала предположение, что более 1,8 млрд. лет назад, когда природное содержание ^{235}U составляло ~3 %, при наличии замедлителя, например воды, в высококонцентрированной урановой руде образовался природный ядерный реактор, возможно, первый в мире, в котором некоторое время протекала цепная реакция деления, приведшая к значительному выгоранию ^{235}U . До этого события никто и нигде, даже в метеоритах, не наблюдал отклонения массового содержания ^{235}U от установленного стандартного значения (0,7115 %).

* Ядерное топливо в виде расплавленных солей, гомогенных жидких растворов или в газовой фазе не нашло пока практического применения в атомной энергетике и используется лишь в некоторых экспериментальных установках и проектах.

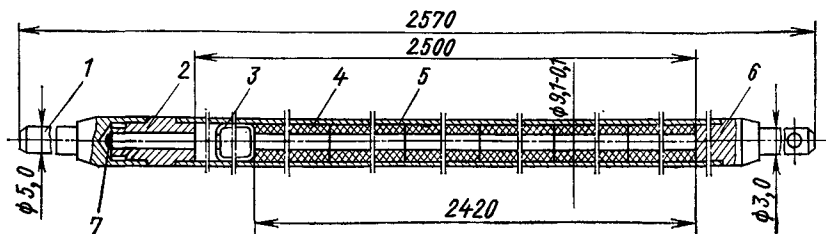


Рис. 4.1. Твэл реактора ВВЭР-440:

1 — нижняя заглушка; 2 — промежуточный наконечник с отверстиями для заполнения гелием; 3 — упругая втулка-фиксатор; 4 — топливная таблетка; 5 — трубчатая оболочка твэла из цирконий-ниобиевого сплава; 6 — верхняя заглушка с фиксатором; 7 — герметизирующая наплавка

ся нуклидов (в виде однородной компактной массы или частиц, диспергированных в соответствующей матрице), и наружной герметичной оболочки (покрытия), выполненной из металла, графита или другого соответствующего материала.

В реакторах современных АЭС применяют твэлы разной геометрической формы. Наиболее распространены твэлы стержневой или прутковой конструкции, преимущественно круглого сечения. В некоторых типах реакторов применяются твэлы кольцевой, пластинчатой, ленточной, шаровидной и других форм.

Конструкция любого твэла в течение всего периода работы в реакторе должна надежно обеспечивать передачу тепловой энергии, выделяющейся в сердечнике при делении ядер, через оболочку к теплоносителю и исключить непосредственный контакт топлива с теплоносителем, а также выход в контур или реакторное пространство радиоактивных продуктов деления. Твэлы должны сохранять в строго установленных размерах геометрическую форму и герметичность в течение всего периода пребывания в реакторе. В этом состоит главное требование, предъявляемое к *каждому твэлу* и определяющее его работоспособность.

Топливная загрузка реактора по условиям обеспечения необходимых поверхностей теплообмена для надежного теплоотвода выделяемой тепловой энергии размещается в большом количестве твэлов. Например, в реакторах ВВЭР-440 топливная загрузка размещена в 44 000 твэлов, а ВВЭР-1000 — в 48 000 твэлов, в РБМК-1000 — в 61 000 твэлов. Все твэлы объединены в *тепловыделяющие сборки* (ТВС). В одну ТВС могут входить от нескольких штук до нескольких сотен твэлов (рис. 4.2). В сборках твэлы строго дистанционируются, при этом обеспечиваются высокая точность их взаиморасположения в заданной топливной решетке и компенсация температурных расширений. ТВС могут включать в себя конструкционные элементы поглотителей или замедлителей нейтронов, интенсификаторы теплообмена, датчики температуры и напряжений и другие контрольно-измерительные устройства. Сборки содержат входные и выходные коллекторы и тракты распределения потока теплоносителя, установочные дета-

ли — хвостовики, кожухи, защитные пробки, детали и узлы транспортно-технологического назначения.

ТВС ядерных реакторов гетерогенного типа классифицируют по функциональному признаку (испарительные, пароперегревательные, зоны воспроизводства и др.); по назначению [рабочие, рабочие с размещением элементов системы управления и защиты (СУЗ), измерительные, экспериментальные], по конструкции (кассетного, канального типа, с кожухом, без кожуха, с интенсификаторами теплообмена, с дистанционирующими элементами по длине активной зоны и без них, с дроссельными устройствами и без них), по геометрической форме (сечение в плане) (шестигранные, квадратные, круглые, многогранные и др.), по форме твэла (с гладкостержневыми, профильными, кольцевыми, пластинчатыми, шаровыми, блочными твэлами), по наличию поглощающего материала и твердого замедлителя, по размещению топлива (с профилированием по содержанию делящегося материала по длине твэла и по сечению сборки и без профилирования).

Комплект ТВС содержит топливную загрузку реактора. Объем реактора, в котором размещаются все ТВС, конструктивно образует его *активную зону*. В ней происходят регулируемая реакция деления и превращение практически всей освобожденной внутриядерной энергии в тепло, отводимое циркулирующим через зону теплоносителем.

Характерная особенность использования в реакторах ядерно-

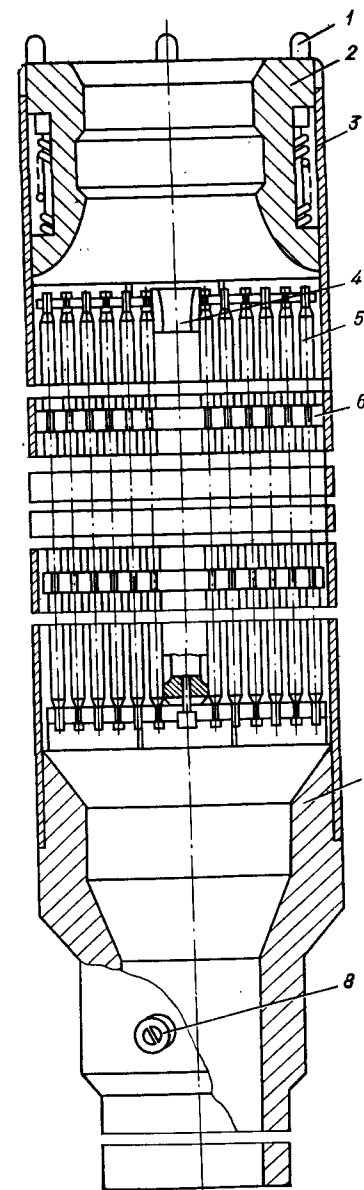


Рис. 4.2. Тепловыделяющая сборка реактора ВВЭР-440:

1 — штырь; 2 — верхняя головка ТВС; 3 — шестигранный циркониевый кожух; 4 — центральная вставка; 5 — твэл; 6 — дистанционирующая решетка; 7 — нижний концевик ТВС; 8 — штуцер

го топлива состоит в том, что активная зона входит в основную конструкцию реактора как важнейшая и определяющая его структура, подвергаясь по мере выгорания делящихся нуклидов периодической замене частично или полностью. От других элементов конструкции реактора активная зона с входящими в нее комплектами ТВС и поглощающих элементов и устройств СУЗ отличается сравнительно коротким сроком службы и малым временем полной амортизации*.

Ядерное топливо, поставляемое на АЭС в виде ТВС и стержней СУЗ, не имеет каких-либо аналогов в современной технике.

Таким образом, ни по физическим свойствам, ни по форме, ни структурно ядерное топливо не сравнимо с органическим. Тем не менее основное назначение активной зоны энергетического реактора — производить тепловую энергию. В этом отношении активная зона реактора выполняет роль обычного котла или камеры сгорания двигателя, когда в них сжигается органическое топливо. Такая аналогия с привычным процессом обычной тепловой энергетики вполне правомерно позволила называть урановую и уран-плутониевую загрузку реактора ядерным топливом, а процессы деления и расщепления делящихся элементов в реакторе — «сжиганием», или «выгоранием» ядерного топлива, хотя, разумеется, никакого горения и сжигания в традиционном понимании этих слов в реакторе не происходит.

4.2. ОСОБЕННОСТИ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Использование ядерного топлива в реакторах для производства тепловой энергии имеет ряд важнейших особенностей, обусловленных его физическими свойствами и ядерными реакциями, сопровождающими протекающие в активной зоне процессы. Эти особенности определяют специфику ядерной энергетики, ее техники, особые условия эксплуатации, экономические показатели и влияние на окружающую среду. Они обуславливают также главные научно-технические и инженерные проблемы, социальные и экономические следствия.

В чем проявляются особенности ядерного топлива при его использовании в энергетике?

1. *Феноменально высокая теплотворная способность*, т. е. тепловыделение, отнесенное к единице массы разделившихся нуклидов.

2. Невозможность полного «сжигания» (деления) всех делящихся нуклидов за однократное пребывание топлива в реакторе, так как в активной зоне реактора необходимо всегда иметь крити-

ческую массу топлива и можно «сжечь» только ту часть, которая превышает критическую массу и создает надкритичность.

3. *Возможность иметь частичное, а при определенных условиях полное и даже расширенное воспроизводство* (конверсию) делящихся нуклидов, т. е. получение вторичного ядерного топлива из воспроизводящих ядерных материалов (^{238}U и ^{232}Th).

4. «Сжигание» ядерного топлива в реакторе не требует окислителя и не сопровождается непрерывным сбросом в окружающую среду продуктов «сгорания».

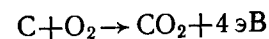
5. Процесс деления сопровождается накоплением радиоактивных короткоживущих и долгоживущих продуктов деления, а также продуктов их распада, длительное время сохраняющих высокую радиоактивность. Таким образом, облученное в реакторе и отработавшее в нем топливо обладает чрезвычайно высокой радиоактивностью и вследствие этого остаточным тепловыделением, создающим особые трудности в обращении с облученным ядерным топливом.

6. Цепная реакция деления ядерного топлива протекает благодаря избыточным нейтронам. Под воздействием нейтронов в облучаемых конструкционных материалах реактора (оболочки твэлов, детали ТВС, внутриреакторные устройства, корпус), а также в теплоносителе и материалах биологической защиты, в газовой атмосфере, заполняющей пространство между реактором и его биологической защитой, многие химически стабильные (нерадиоактивные) элементы превращаются в радиоактивные. Возникает так называемая *наведенная радиоактивность*, усложняющая эксплуатацию, требующая применения защитных устройств и средств дистанционного обслуживания. Радиационное воздействие быстрых нейтронов вызывает в конструкционных материалах реактора, и прежде всего его активной зоны, существенные радиационные повреждения (охрупчивание, распухание, повышенную ползучесть).

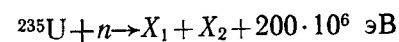
Рассмотрим несколько подробнее влияние изложенных выше особенностей использования ядерного топлива на технические и экономические аспекты развития ядерной энергетики.

Высокая теплотворная способность ядерного топлива обусловлена значительной внутриядерной энергией, высвобождаемой в каждом акте деления ядра урана или плутония. При сгорании же органического топлива имеют место химические окислительные процессы, сопровождаемые относительно малым энергосвободением.

При сгорании (окислении) атома углерода в соответствии с реакцией



выделяется около 4 эВ энергии на каждый акт взаимодействия, в то время как при делении ядра атома урана



* Эта специфическая особенность дала основание в некоторых капиталистических странах относить первую топливную загрузку реакторов к капиталовложениям в АЭС, т. е. к основным средствам. В СССР первую топливную загрузку принято относить к оборотным средствам.

выделяется около 200 МэВ энергии на каждый акт деления. Энерговыделения в этих двух процессах различаются в 50 млн. раз на один акт взаимодействия, а исходя из соотношения атомных масс урана и углерода (235:12) энерговыделения на единицу массы различаются примерно в 2,5 млн. раз.

Такое высококонцентрированное выделение энергии в единице массы, а следовательно, и в единице объема, сопровождаемое мощным радиационным воздействием на топливо и конструкционные материалы потоков нейтронов высокой плотности, обуславливает особые требования к применяемым в реакторах материалам и обеспечению надежного теплосъема и интенсивного отвода тепловой энергии из активной зоны реактора, от каждого твэла.

Если в обычной энергетике удельные тепловые потоки в теплопередающих поверхностях парогенераторов и теплообменников составляют 80—200 тыс. ккал/(м²·ч) [340—840 МДж/(м²·ч)], то в активных зонах ядерных реакторов они могут быть в несколько раз или почти на порядок выше: 1—2 млн. ккал/(м²·ч) [$\sim 4,2 \times 10^3$ МДж/(м²·ч)]. Примерно в таком же соотношении находятся объемные и линейные энергонапряженности теплопередающих конструкций. В реакторах на тепловых нейтронах, охлаждаемых водой, удельная объемная мощность энерговыделения активной зоны составляет 80—120 кВт/л, а в реакторах на быстрых нейтронах, охлаждаемых жидким натрием, она может достигать 600—1200 кВт/л.

Использование ядерного топлива в энергетике обуславливает применение в активной зоне реактора материалов так называемого *ядерного класса чистоты*, т. е. обладающих малыми сечениями захвата и поглощения нейтронов. Уровень требований к составу и свойствам используемых в реакторостроении материалов весьма высок. Поэтому необходимо было создать весьма совершенную технологию производства новых материалов и полуфабрикатов, специальных методов и средств их контроля. В настоящее время разработана и освоена технология промышленного получения таких материалов, как бериллий, графит ядерной чистоты, тяжелая вода, циркониевые и ниобиевые сплавы, металлический кальций, бористые и теплостойкие нержавеющие стали, бор, обогащенный изотопом ¹⁰B, редкоземельные элементы.

Вследствие высокой калорийности ядерного топлива резко сокращается как его масса, так и его физический объем, необходимые для производства заданного количества энергии. Тем самым хранение и транспортирование исходного сырья (химического концентрата природного урана) и готового ядерного топлива требуют относительно малых затрат. Следствием этого является независимость размещения АЭС от районов добычи и изготовления ядерного топлива, что существенно облегчает экономически выгодное географическое размещение производительных сил. В этом смысле можно говорить об универсальном характере ядерного топлива. Ядерно-физические свойства топлива всюду одинаковы, а экономика его использования практически не зависит от расстояний до

потребителя. Это свойство ядерного топлива позволяет поправить «несправедливость» природы, выразившуюся в крайне неравномерном географическом распределении энергоресурсов всех видов*.

Возможность не связывать местоположение АЭС, АТЭЦ и АСТ с местом добычи и изготовления ядерного топлива позволяет размещать их с максимальным приближением к потребителям электрической и тепловой энергии. В свою очередь, это может способствовать уменьшению потребности в слишком дальних дорогостоящих ЛЭП большой мощности. Возможно, что будет целесообразно размещать крупные АЭС в местах, где обеспечено водоснабжение, необходимое для конденсации отработанного пара мощных турбин, например по берегам северных морей и многочисленных холодных озер и рек. Обильное водоснабжение может позволить сооружать комплексы АЭС на небывало большие мощности, превосходящие 10 млн. кВт, или создавать региональные энергокомплексы, состоящие из нескольких АЭС общей мощностью десятки миллионов киловатт, вместе с предприятиями по химической переработке отработавшего топлива.

По сравнению с электростанциями на органическом топливе АЭС не испытывает трудностей, связанных с сезонными климатическими условиями доставки и снабжения топливом. Извлеченное из недр и прошедшее передел ядерное топливо может храниться любое количество лет при очень малых затратах, не требуя больших и дорогостоящих складских помещений.

Высокая калорийность ядерного топлива обуславливает относительно малую численность рабочих, занятых добычей, изготовлением и доставкой его потребителю, в расчете на единицу производимой и потребляемой энергии по сравнению с числом рабочих, занятых добычей и транспортированием органического топлива, что в конечном счете обеспечивает высокую производительность труда в целом в системе ядерной энергетике и ее топливоснабжения.

Необходимость многократной циркуляции ядерного топлива в топливном цикле. Невозможность полного сжигания ядерного топлива за однократное пребывание его в реакторе обусловлена тем, что топливо, загруженное в активную зону, должно всегда иметь критическую массу, без которой невозможна самоподдерживающаяся цепная реакция. Для получения в реакторе тепловой энергии при работе на расчетной мощности в течение заданного времени необходимо иметь в активной зоне сверх критической массы некоторый избыток делящихся нуклидов. Этот избыток создает *запас реактивности* активной зоны реактора, который необходим для достижения заданной или расчетной *глубины выгора-*

* К тому же природный уран вследствие высокой его рассеянности в природе распространен по земному шару более равномерно, чем органическое ископаемое топливо.

ния топлива*. Следовательно, чтобы сжечь какое-то количество урана в реакторе, необходимо загрузить его топливом, имеющим существенно большую массу, чем критическая. При этом после достижения заданной глубины выгорания, когда запас реактивности будет исчерпан, необходимо заменить отработавшее** топливо свежим. Однако в выгруженном из активной зоны отработавшем топливе будет содержаться значительное количество делящихся и воспроизводящих нуклидов, и оно представляет значительную ценность. Это топливо после химической очистки от продуктов деления может быть снова возвращено в топливный цикл для повторного использования. Количество делящихся нуклидов в отработавшем топливе, которое остается не использованным при однократном его пребывании в реакторе, зависит от типа реактора и от вида топлива и может составлять до 50 % первоначально загруженных. Например, в 1 т выгруженного из реактора ВВЭР-440 отработавшего расчетную кампанию топлива содержится примерно 950 кг ^{238}U , до 12 кг ^{235}U и около 6,5 кг делящихся изотопов плутония (^{239}Pu и ^{241}Pu). Естественно, такие ценные «отходы» необходимо использовать. С этой целью создаются специальные технические средства и сооружения для хранения, транспортирования и химической регенерации отработавшего топлива.

Из этого следует, что ядерное топливо должно многократно циркулировать через реакторы и топливные предприятия атомной промышленности: радиохимические заводы, обеспечивающие регенерацию (очистку от продуктов деления и примесей) выгруженного из реактора топлива и возврат его в топливный цикл после необходимого дообогащения делящимися нуклидами; металлургические заводы по производству новых твэлов, в которых регенерированное топливо добавляется к свежему, не подвергавшемуся облучению в реакторах. Таким образом, характерная особенность топливоснабжения в ядерной энергетике — техническая возможность и необходимость возврата в цикл (рецикл) не использованных в условиях однократного пребывания в реакторе делящихся и воспроизводящих изотопов урана и плутония. Для обеспечения бесперебойного топливоснабжения создаются необходимые мощности предприятий топливного цикла. Их можно рассматривать как предприятия, удовлетворяющие «собственные нужды» ядерной энергетике как отрасли. На возможности рецикла урана и плутония основана концепция развития ядерной энергетике на реакторах-размножителях ядерного топлива.

* *Выгоранием* ядерного топлива в активной зоне реактора называется процесс расходования делящихся нуклидов (первичных и вторичных) в результате деления при взаимодействии их с нейтронами. Выгорание обычно определяется выделенным количеством тепловой энергии или количеством (массой) разделившихся нуклидов, отнесенных к единице массы топлива, загруженного в реактор (обычно к 1 т).

** *Отработавшим* ядерным топливом (ОЯТ) называется топливо, извлеченное из реактора и не используемое в дальнейшем в этом реакторе.

При рецикле урана и плутония существенно снижаются потребности в природном уране и в мощностях по обогащению урана для реакторов на тепловых нейтронах, доминирующих в настоящее время в развивающейся ядерной энергетике. Однако в этом случае экономически допустима некоторая задержка в сроках практической реализации рецикла из-за отставания в сооружении радиохимических заводов и особенно в решении весьма сложных проблем удаления и захоронения радиоактивных отходов. Но пока нет переработки отработавшего топлива, нет и рецикла урана и плутония. Это значит, что реакторы на тепловых нейтронах могут питаться только свежим топливом, полученным из добытого из недр природного урана, а отработавшее топливо будет находиться в специальных бассейнах или на складах. Эффективное использование ядерного топлива, снижение потребностей в природном уране, безусловно, требуют создания предприятий по химической переработке топлива, отработавшего в реакторах на тепловых и быстрых нейтронах, и обеспечения рецикла урана и плутония в ядерной энергетике.

Уместно отметить, что количество ядерного топлива, подлежащего переработке в топливном цикле, для АЭС электрической мощностью 1 млн. кВт с реакторами на тепловых нейтронах ВВЭР составит 20—25 т/год, а для АЭС с реакторами РБМК — 40—50 т/год.

Требование постоянно содержать в активной зоне реактора большую массу ядерного топлива, рассчитанного на длительный срок работы для обеспечения заданной энерговыработки, вызывает значительные единовременные затраты на оплату первой топливной загрузки и последующих партий, подготовленных к перегрузке. В этом состоит весьма существенное и принципиальное отличие условий использования ядерного топлива в энергетических установках по сравнению с органическим топливом. Это отличие оказывает сильное влияние на экономику АЭС.

Воспроизводство ядерного топлива имеет место практически в любом реакторе, спроектированном для производства энергии, в котором наряду с делящимися содержатся сырьевые, воспроизводящие материалы (^{238}U и ^{232}Th). Если не рассматривать гипотетический случай использования сверхобогащенного (~90 %) уранового топлива для некоторых специальных реакторов (например, высокопоточных исследовательских, материаловедческих реакторов), то во всех ядерных реакторах, применяемых в энергетике, наряду с выработкой энергии будет иметь место частичное, а при создании определенных условий полное и даже расширенное воспроизводство ядерного топлива (изотопов плутония), обладающего столь же высокой калорийностью, как и ^{235}U . Плутоний может быть выделен из отработавшего топлива на заводах химической переработки в чистом виде и использован для изготовления *смешанного уран-плутониевого топлива*.

Возможность наработки плутония в любом реакторе на тепловых нейтронах позволяет квалифицировать любую АЭС как пред-

приятие двухцелевого назначения: вырабатывающее тепловую и электрическую энергию, а также производящее новое ядерное топливо — плутоний. Однако роль плутония проявляется не только в накоплении его в отработавшем топливе. Значительная часть образовавшихся делящихся изотопов плутония подвергается делению в реакторе, что улучшает использование топлива и способствует увеличению выгорания топлива, загруженного в активную зону. Наиболее целесообразно, согласно сегодняшним представлениям, использование Pu в реакторах на быстрых нейтронах, что позволяет обеспечить выигрыш в критической массе, а следовательно, в загрузке по сравнению с ^{235}U на 20—30 % и получить весьма высокие, превышающие единицу коэффициенты воспроизводства. Использование плутония в топливной загрузке реакторов на тепловых нейтронах хотя и не позволяет получить существенного выигрыша в критической массе и таких высоких показателей по воспроизводству, как в реакторах на быстрых нейтронах, но создает большой эффект, увеличивая ядерные топливные ресурсы.

Аналогично обстоит дело и с получением ^{233}U из ^{232}Th . Однако в настоящее время и в ближайшей перспективе трудно ожидать сколько-нибудь значительного использования в ядерной энергетике уран-ториевого цикла. Это объясняется тем, что ^{232}Th , как и ^{238}U , является лишь воспроизводящим, но не делящимся материалом; технология переработки тория имеет ряд специфических особенностей и в промышленных масштабах еще не освоена. В то же время дефицита в природном уране пока нет. Более того, происходит непрерывное накопление на складах готового к применению в качестве воспроизводящего материала в реакторах-размножителях отвального урана. Вместе с тем привлекательные ядерно-физические свойства получаемого из ^{232}Th делящегося ^{233}U неизменно вызывают интерес к уран-ториевому топливному циклу и его эффективному использованию в ядерной энергетике, что в принципе допустимо без существенного изменения конструкции применяемых ныне реакторов.

Важнейшее значение для будущего ядерной энергетики имеет возможность осуществления в большом промышленном масштабе расширенного воспроизводства ядерного топлива в реакторах-размножителях, коэффициент воспроизводства которых существенно превышает единицу. Практическая реализация этого направления в развитии ядерной энергетике будет означать переход на уран-плутониевое топливо, обеспечиваемый соответствующим развитием всего комплекса предприятий замкнутого топливного цикла (химическая регенерация отработавшего топлива, удаление и захоронение радиоактивных отходов, освоение производства смешанного уран-плутониевого топлива). Откроется перспектива переработки в делящийся материал всех запасов обедненного (отвального) урана, а в дальнейшем и запасов тория, а также возможность экономичного использования урана, получаемого из бедных урановых руд, что многократно увеличит располагаемые

Таблица 4.1. Потребление топлива и отходы продуктов его сгорания на электростанциях электрической мощностью 1000 МВт: ТЭС, работающей на угле, и АЭС с водоохлаждаемым реактором ВВЭР при выработке за год 6,7 млрд. кВт·ч электроэнергии (среднегодовой коэффициент использования мощности $\phi = 0,77$)

Электростанция	Топливо, окислитель, продукты сгорания	Расходы топлива и окислителя и отходы (продукты сгорания)			Примечание
		т/ч	т/сут	т/год	
Расходы					
ТЭС	Уголь	346	8300	2 300 000	В условном эквиваленте при удельном расходе 315 г у. т./ (кВт·ч)
	Кислород (из атмосферного воздуха)	930	22 000	6 200 000	
АЭС	^{235}U * и ^{239}Pu	$0,14 \cdot 10^{-3}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$	1,0	При ежегодной перегрузке топлива расход обогащенного до 3,5 % урана равен ~30 т/год
	Кислород	0	0	0	
Отходы					
ТЭС	Углекислый газ	1250	30 000	8 400 000	Сброс в атмосферу Гидрозолаудаление и частично сброс в атмосферу с дымовыми газами
	Зола (10 % массы угля)	35	830	230 000	
АЭС	Радиоактивные продукты деления	$0,14 \cdot 10^{-3}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$	1,0	Сохраняются в твэлах, а удаляются при химической переработке**
	Отработавшее топливо, выгруженное из реактора**	—	—	35—40	

* При расходе 1,05 кг ^{235}U на получение 1000 МВт·сут тепловой энергии.

** Отработавшее топливо (~30 т/год) удаляется из реактора и после выдержки в течение 2—5 лет в бассейнах на АЭС транспортируется на радиохимический завод. Жидкие и твердые радиоактивные отходы локализуются на АЭС и хранятся в специальных хранилищах, газообразные выбрасываются в атмосферу через высокие вентиляционные трубы после выдержки в газгольдерах и разбавления воздухом до установленных норм.

запасы урана с учетом крайне слабой зависимости стоимости производимой энергии в реакторах-размножителях от возрастания затрат на добычу исходного уранового сырья.

Коренное отличие между сжиганием органического и ядерного топлива. Наряду с феноменально высокой калорийностью ядерное топливо обладает также чрезвычайно важной особенностью — его «сжигание» в реакторе происходит без окислителей. В то же время при сжигании органического топлива потребляется почти трехкратное (по массе) количество кислорода, забираемого из атмосферы воздуха, и процесс сопровождается непрерывным выбросом в атмосферу продуктов сгорания — дымовых газов и твердых негорючих примесей в виде золы.

В табл. 4.1 приведены сравнительные данные, характеризующие коренное отличие сжигания органического и ядерного топлива. Это отличие относится не только к массе расходуемого топлива для получения одинакового количества энергии, но и к несравнимому воздействию на окружающую среду.

Радиоактивность, остаточное тепловыделение и обеспечение безопасности эксплуатации АЭС. Использование ядерного топлива в энергетике связано с определенными трудностями и опасностями, которые недопустимо игнорировать или недооценивать, тем более что средства и пути надежного обеспечения безопасности известны и проверены на практике.

Накопление радиоактивных продуктов деления в твэлах, чрезвычайно высокая их радиоактивность и связанное с этим весьма длительное остаточное тепловыделение в активной зоне реактора после его остановки (рис. 4.3) вместе с высокой наведенной радиоактивностью материалов и теплоносителя — все это предъявляет особые требования к проектированию, сооружению и эксплуатации АЭС, ее основного оборудования, а также систем контроля, управления и защиты, систем гарантированного обеспечения ядерной и радиационной безопасности. Эти требования не имеют аналогии в теплоэнергетике, работающей на органическом топливе. Их удовлетворение в основном и вызывает увеличение в 1,5—2,5 раза удельных капитальных вложений в АЭС по сравнению с удельными капитальными вложениями в ТЭС. Такое увеличение связано с усложнением инженерных решений, с оснащением АЭС специальными дорогостоящими устройствами, оборудованием, приборами и специальными материалами, не имеющими применения в обычной энергетике. К специфическим устройствам и сооружениям АЭС относятся система аварийного охлаждения и защиты реактора (САОЗ), защита от ионизирующего излучения, бассейны для охлаждения и выдержки отработавшего топлива, выгруженного из реактора, специальные машины для дистанционной загрузки и перегрузки топлива, система специальной вентиляции и фильтрации радиоактивных газов, специальная очистка теплоносителя первого контура от радиоактивных продуктов деления, устройства для дезактивации оборудо-

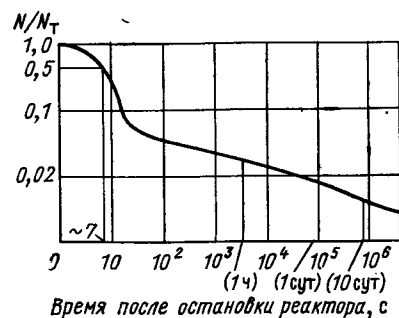


Рис. 4.3. Динамика снижения мощности остаточного тепловыделения в активной зоне реактора ВВЭР-440 после срабатывания быстродействующей (1,7 с) аварийной защиты во время работы на номинальной мощности

дования при ремонтах, хранилища твердых и жидких радиоактивных отходов, служба внутростанционной и внешней дозиметрии, система контроля герметичности твэлов, системы обеспечения ядерной и радиационной безопасности, железобетонные герметичные оболочки (колпаки) и отсеки, в которых размещаются реакторная установка и все оборудование, работающее в условиях радиоактивности.

Особо следует подчеркнуть высокие требования к надежности инженерного обеспечения ядерной и радиационной безопасности при эксплуатации АЭС на случай как гипотетической аварии, вызванной внезапным разрывом трубопровода первого контура, так и аварий с потерей электропитания приводов насосов и пр. Внезапное прекращение циркуляции теплоносителя и отвода тепла из активной зоны реактора при весьма значительном остаточном тепловыделении, особенно в первые 7—15 с (рис. 4.3), грозит недопустимым повышением температуры твэлов, нарушением герметичности их оболочек, выходом радиоактивных продуктов деления в контур циркуляции теплоносителя. Дальнейшее отсутствие отвода тепла может привести к вскипанию теплоносителя с выбросом радиоактивных веществ в помещении АЭС и, возможно, в окружающую среду. Меры по отводу остаточного тепловыделения из реактора должны быть достаточными, чтобы исключить расплавление топлива и предотвратить возможные тяжелые последствия (АЭС в этом случае надолго выводится из строя).

Необходимость отвода тепла из остановленного реактора в любых (нормальных или аварийных) ситуациях требует обеспечения бесперебойного и абсолютно надежного электроснабжения, а также функционирования всех аварийных систем охлаждения. С этой целью АЭС комплектуются автономными системами электроснабжения, действующими независимо от внешних источников. Все это, конечно, существенно удорожает строительство и эксплуатацию АЭС и предъявляет весьма высокие требования к квалификации эксплуатационного персонала.

В надежном обеспечении ядерной и радиационной безопасности важнейшую роль играет структура активной зоны (а. з.) реактора, характеризующаяся *отрицательным коэффициентом реактивности* при отклонении параметров теплогидравлических процессов от нормативных, например при недопустимом повышении температуры теплоносителя, при его вскипании, резком изменении плотности и т. п. Отрицательный температурный и паровой коэффициенты реактивности имеет активная зона ВВЭР. Он позволяет предотвратить саморазгон мощности реактора при аварийных ситуациях и нарушениях нормальной работы автоматической системы аварийной защиты.

Высокая радиоактивность и остаточное тепловыделение остановленного по любой причине реактора создают определенные трудности при проведении ремонта или замене вышедшего из строя оборудования первого контура, вызывают необходимость предварительной его дезактивации с применением дистанционных

и автоматизированных средств. Ремонты связаны с большими, чем это обычно имеет место на ТЭС, затратами времени и более длительными простоями оборудования. По этой же причине должны быть весьма высокими надежность и безотказность работы всех систем и оборудования на АЭС.

Таковы особенности применения ядерного топлива в теплоэнергетике. Обеспечение надежной безопасности при эксплуатации АЭС и при обращении с ядерным топливом вызывает значительное усложнение и удорожание АЭС по сравнению с электростанциями на органическом топливе.

4.3. ГЛУБИНА ВЫГОРАНИЯ — МЕРА ЭНЕРГОВЫРАБОТКИ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА. ПОТРЕБНОСТИ АЭС В ТОПЛИВЕ

Энергетической характеристикой любого топлива является его теплотворная способность, т. е. максимально возможное тепловыделение, отнесенное к единице массы. Энергетической характеристикой ядерного топлива является *удельная энерговыработка*, т. е. тепловая энергия, которая может быть выделена единицей массы ядерного топлива при данном его изотопном составе за весь период использования в реакторе. Удельную энерговыработку ядерного топлива (обозначим ее B) принято измерять в мегаватт сутках на тонну (МВт·сут/т) или киловатт-сутках на килограмм (кВт·сут/кг)*. Величина B характеризует глубину выгорания топлива, выраженную в энергетических единицах.

Выделение тепловой энергии в ядерном реакторе происходит в результате деления ядер изотопов урана или плутония и поэтому может быть выражено количественно как масса ядер, подвергшихся делению, отнесенная к единице массы топлива α , т. е. в виде $[\alpha] = \text{кг/т}$ или $[\alpha] = \text{г/кг}$. Величина α также обозначает количество накопленных в твэлах продуктов деления и продуктов их радиоактивного распада**. Продукты деления иногда называют осколками разделившихся нуклидов***. Величина α выражает также глубину выгорания ядерного топлива (в долях или процентах) по отношению к первоначальному его количеству, включая как первичные, так и вторичные делящиеся нуклиды. Таким образом, *удельная энерговыработка и глубина выгорания*

* 1 МВт·сут/т = 24 000 кВт·ч/т, что соответствует теплосодержанию 2,95 т у. т. (1 т у. т. = $7 \cdot 10^6$ ккал $\approx$ 29,3 ГДж).

** Количество накопленных продуктов деления в 1 см³ сердечника твэла может иметь предельное значение в отношении влияния на распухание и потерю герметичности оболочки твэла. Поэтому ее часто применяют как критерий при оценке работоспособности твэла.

*** При делении ядер образуются осколки деления. Кинетическая энергия их переходит в тепло и составляет $\sim 80\%$ всей энергии деления. При переходе из возбужденного в основное состояние испускаются мгновенные нейтроны и γ -кванты и осколки деления становятся продуктами деления, испытывающими в среднем 3—4 радиоактивных превращения (β -распад), прежде чем достигнут стабильного состояния. Во многих случаях β -распад сопровождается выделением и γ -квантов.

ядерного топлива — это эквивалентные величины, имеющие лишь различные размерности. Они являются важнейшими параметрами, характеризующими использование ядерного топлива в реакторах АЭС и других ядерных энергетических установках. Глубина выгорания, или удельная энерговыработка, оказывает большое влияние на технико-экономические показатели не только АЭС, но и всего топливного цикла.

Определим соотношение между величинами B и α , учитывая различие их размерностей. Это несложно сделать, если известно энерговыделение при делении 1 г (или 1 кг) ядер. Примем за основу экспериментально определенное энерговыделение, равное ~ 200 МэВ на 1 акт деления (на 1 разделившееся ядро). Определим количество тепловой энергии q , выделяемой при делении 1 г ядер ^{235}U .

$$\text{Число ядер } ^{235}\text{U} \text{ в 1 г равно } \frac{N_A}{A} = \frac{6,022 \cdot 10^{23}}{235} \approx 2,563 \cdot 10^{21}$$

ядер (N_A — число Авогадро; A — относительная атомная масса ^{235}U).

Число делений, необходимых для получения 1 МВт·сут тепловой энергии, равно $\frac{1 \text{ МВт} \cdot \text{сут} / \text{т}}{200 \text{ МэВ} / \text{дел.}} = \frac{5,3916 \cdot 10^{23} \text{ МэВ}}{200 \text{ МэВ} / \text{дел.}} = 2,696 \cdot 10^{21}$

(1 МВт·сут = $5,3916 \cdot 10^{23}$ МэВ). Тогда

$$q = \frac{2,563 \cdot 10^{21}}{2,696 \cdot 10^{21}} \approx 0,95 \text{ МВт} \cdot \text{сут} / \text{г} \approx 22\,900 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{г}.$$

Для получения тепловой энергии, равной 1 МВт·сут, необходимо осуществить деление k г ядер ^{235}U :

$$k = 1/q = 1,05 \text{ г} / (\text{МВт} \cdot \text{сут}) = 1,05 \text{ кг} / 10^3 (\text{МВт} \cdot \text{сут}).$$

Таким образом, эквивалентность удельной энерговыработки и количества разделившихся ядер в единице массы ядерного топлива можно выразить формулами

$$\alpha = kB; B = \alpha/k. \quad (4.1)$$

Здесь k — постоянная величина для данного делящегося нуклида: $k = 1,05$ для ^{235}U ; $k = 1,07$ для ^{239}Pu .

В дальнейших расчетах, относящихся к реакторам на тепловых нейтронах, будем принимать $k = 1,05$ и $B = \alpha/1,05$. Из формулы (4.1) видно, что чем больше удельная энерговыработка или глубина выгорания, тем больше будет расходоваться делящихся ядер в каждой тонне работающего в реакторе топлива. Однако глубина выгорания не полностью определяет расход делящихся нуклидов в активной зоне реактора. Наряду с делением ядер здесь происходят реакции радиационного захвата нейтронов и превращения нуклидов в неделяющиеся. Для ^{235}U вероятность захвата теплового нейтрона ядром без деления составляет $\sim 0,15$, т. е. на каждые 6—7 разделившихся ядер ^{235}U рождается одно ядро неделяющегося ^{236}U , образование которого означает потерю делящегося ядра без

энерговыработки. Вероятность превращения ^{239}Pu в неделящийся изотоп ^{240}Pu больше, чем вероятность превращения ^{235}U в ^{236}U ($\sim 0,26$).

Наличие конкурирующих с делением реакций радиационного захвата неизбежно приводит к неэффективному увеличению удельного расхода делящихся нуклидов. В реакторах на тепловых нейтронах при получении 1 МВт·сут тепловой энергии расходуется фактически не 1,05 г, а 1,2—1,22 г ^{235}U , в том числе 0,15—0,17 г без выделения энергии. Все это учитывается при расчетах активной зоны и при определении необходимого обогащения топлива*.

Значения средней $\bar{B}$ и максимальной удельной энерговыработки $B_{\text{макс}}$ (или величина $\bar{\alpha}$ и $\alpha_{\text{макс}}$) выбираются при проектировании реактора и расчете его топливной загрузки с учетом расчетных и экспериментальных данных и опыта эксплуатации.

Потребность реактора в уране при стационарном режиме эксплуатации G_x . Годовая потребность G_x в обогащенном уране, т/год, (обогащение x) определяется следующим соотношением:

$$G_x = \frac{N_T \cdot 365 \bar{\varphi}}{\bar{B}} = \frac{N_{\text{гр}} \cdot 365 \bar{\varphi}}{\eta_{\text{гр}} \bar{B}} = \frac{N_{\text{гр}} \cdot 365 \bar{\varphi}}{\eta_{\text{гр}}} \cdot \frac{k}{\bar{\alpha}}, \quad (4.2)$$

где N_T — тепловая установленная (номинальная проектная) мощность реактора, МВт; $N_{\text{гр}}$ — электрическая мощность (брутто), МВт**; $\eta_{\text{гр}}$ — коэффициент полезного действия АЭС (брутто); $\bar{\varphi}$ — среднегодовой коэффициент использования установленной мощности (коэффициент нагрузки); $\bar{B}$ — средняя удельная энерговыработка (глубина выгорания), МВт·сут/т ($\bar{B} = \bar{\alpha}/k$); α — масса разделившихся ядер (накопление продуктов деления), приходящаяся в среднем на единицу массы топлива, имеющего обогащение x , кг/т; $k = 1,05$ г/(МВт·сут) — удельный расход делящихся нуклидов на получение тепловой энергии.

Формула (4.2) позволяет рассчитать годовое потребление урана с обогащением x исходя из различных параметров, в том числе заданной для АЭС годовой выработки электроэнергии на клеммах генератора $W^{\text{гр}}$, кВт·ч/год, так как

$$W^{\text{гр}} = N_{\text{гр}} \cdot 365 \bar{\varphi} \cdot 24 \cdot 10^3.$$

Количество отпущенной АЭС в сеть электроэнергии W , кВт·ч/год, может быть определено с учетом коэффициента рас-

* Вопросы, связанные с влиянием ^{236}U , образующегося в ядерном топливе из ^{235}U , на экономику топливного цикла, подробно рассмотрены в гл. 5.

** $N_{\text{гр}}$ — мощность, измеренная на клеммах турбогенератора, т. е. не включающая мощности электроприводов насосов, вентиляторов и других потребителей электроэнергии на самой электростанции, обеспечивающих ее собственные нужды. В СССР принято установленные мощности всех электростанций обозначать как мощности-брутто, так же как и суммарную или выработанную за год электроэнергию. Затраты электроэнергии на собственные нужды электростанций учитываются отдельно.

хода электроэнергии на собственные нужды $k_{\text{с.н}}$:

$$W = W^{\text{гр}} (1 - k_{\text{с.н}}).$$

Для реакторов ВВЭР $k_{\text{с.н}} = 0,055$, для реакторов РБМК $k_{\text{с.н}} = 0,07 \div 0,075$ (при работе на номинальной мощности). При нагрузке ниже номинальной $k_{\text{с.н}}$ возрастает.

Для наглядности приведем расчетный пример.

Определим годовую потребность G_x , т, в ядерном топливе реактора ВВЭР при следующих условиях: $N_T = 3000$ МВт; $\bar{\varphi} = 0,8$; $\bar{B} = 40\,000$ МВт·сут/т:

$$G_x = \frac{3000 \cdot 365 \cdot 0,8}{40\,000} \approx 21,9.$$

Количество разделившихся ядер в 1 т топлива $\bar{\alpha} = k\bar{B} = 1,05 \cdot 40\,000 \approx 42$ кг/т. Всего за год разделится $42 \cdot 21,9 \approx 920$ кг ядер ^{235}U и образовавшегося из ^{238}U плутония.

Расход электроэнергии, отпущенной в сеть при $\eta^{\text{гр}} = 0,32$ и $k_{\text{с.н}} = 0,06$, составит

$$W = 0,32 \cdot 3000 (1 - 0,06) 365 \cdot 0,8 \cdot 24 \cdot 10^3 \approx 6,18 \cdot 10^9 \text{ кВт·ч/год}.$$

Если принять в данном примере $\bar{B} = 28\,000$ МВт·сут/т, то годовой расход обогащенного урана будет равен 31,3 т, $\bar{\alpha} = 29,4$ кг/т. Всего за год разделится ядер также ~ 920 кг, так как расход делящихся ядер обусловлен одной и той же тепловой мощностью.

Из уравнения (4.2) следует, что потребность АЭС в ядерном топливе при заданных проектной тепловой мощности реактора и времени ее использования или при заданной выработке электроэнергии определяется главным образом величиной $\bar{B}$ или (что равнозначно) величиной $\bar{\alpha}$.

Средняя глубина выгорания ядерного топлива варьируется в различных типах реакторов в зависимости от вида топлива, конструкции твэлов, физических характеристик активной зоны, системы теплоотвода и т. п. Со средней глубиной выгорания тесно связано и начальное обогащение топлива (табл. 4.2).

Вклад делящихся изотопов плутония в энерговыработку. В § 4.1 указана важная особенность реакторов на тепловых нейтронах, работающих на слабообогащенном уране, — частичное воспроизводство в них делящихся изотопов плутония (^{239}Pu и ^{241}Pu). Часть этих изотопов наряду с ^{235}U под действием тепловых нейтронов подвергается делению, при котором также выделяется энергия ~ 200 МэВ на 1 акт деления. Таким образом, искусственно полученные делящиеся изотопы плутония вносят определенный вклад в выработку тепловой энергии в реакторе. Следовательно, значение $\bar{\alpha}$ в выражении (4.1) представляет собой сумму разделившихся ядер ^{235}U и ядер ^{239}Pu и ^{241}Pu (обозначим в дальнейшем их сумму $\text{Pu}_{9,41}$), приходящихся в среднем на 1 т топливной загрузки:

$$\bar{\alpha} = \bar{\alpha}_{\text{U}} + \bar{\alpha}_{\text{Pu}_{9,41}}. \quad (4.3)$$

Таблица 4.2. Средняя глубина выгорания, среднее количество разделившихся ядер, приходящееся на 1 т топлива, и начальное обогащение урана стационарной загрузки реакторов на тепловых нейтронах современных АЭС

АЭС	Тип реактора	Тепловая мощность N_T , МВт	Средняя глубина выгорания $\bar{B}$, МВт·сут/т	Среднее количество разделившихся ядер α , кг/т*	Начальное обогащение урана в загрузке активной зоны реактора	
					x, %	кг ^{235}U /т
СССР						
Нововоронежская: III и IV блоки V блок	ВВЭР-440	1375	28 000	29,4	3,5	35,0
	ВВЭР-1000	3000	40 000	42,0	4,4	44,0
Ленинградская: I—IV блоки	РБМК-1000	3200	18 500	19,4	2,0	20
Игналинская	РБМК-1500	4800	18 500	19,4	2,0	20
Капиталистические страны						
«Браунс-Ферри» и др. (США)	PWR	3580	27 000	29,0	2,57	25,7
«Библис-Б» (ФРГ)	PWR	3720	34 000	34,7	32,7	32,7
«Окони» (США)	PWR	2900	29 000	30,5	3,0	30,0
«Пикеринг» (Канада)	CANDU	1600	8000	8,4	0,71	7,1

* При расходе 1,05 кг ^{235}U на получение 1000 МВт·сут.

Известно, что за время пребывания в реакторе делению подвергается не весь образовавшийся в нем плутоний, некоторая его часть превратится в неделящиеся изотопы ^{240}Pu и ^{242}Pu , которые вместе с несгоревшими, т. е. не успевшими разделиться, ядрами ^{239}Pu и ^{241}Pu будут содержаться в выгруженном из реактора отработавшем топливе.

Баланс делящихся нуклидов. Для ориентировочных оценок представляет интерес выяснить, как складывается баланс делящихся нуклидов в активной зоне реактора при достижении в нем заданной средней глубины выгорания топливной загрузки $\bar{B}$ (МВт·сут/т U_x) (индекс x означает начальное обогащение урана, загруженного в активную зону).

По данным ядерно-физических расчетов или анализов отработавшего топлива известны содержание ($g_5^{\text{выгр}}, g_{9,41}^{\text{выгр}}$) делящихся нуклидов (^{235}U , ^{239}Pu и ^{241}Pu) в отработавшем (выгруженном из реактора) топливе, а также интегральный коэффициент воспроизводства вторичного топлива (K_B), т. е. возникновения из ^{238}U делящихся на тепловых нейтронах изотопов плутония (^{239}Pu и ^{241}Pu)*. Пользуясь приведенными в § 4.4 соотношениями, покажем примерный порядок расчета.

* О коэффициенте воспроизводства см. в § 5.5.

1. Количество разделившихся ядер, кг/т U_x ,

$$\bar{\alpha} = g_{5,9,41}^{\text{разд}} = \frac{\bar{B} \cdot 1,05}{1000}.$$

2. Количество образовавшихся делящихся изотопов Pu , кг/т U_x ;

$$g_{9,41}^{\text{обр}} = K_B g_{5,9,41}^{\text{разд}}.$$

3. Количество разделившихся ядер $^{239}\text{Pu} + ^{241}\text{Pu}$, кг/т U_x ,

$$g_{9,41}^{\text{разд}} = \alpha_{9,41}^{\text{обр}} - g_{9,41}^{\text{выгр}}.$$

4. Количество разделившихся ядер ^{235}U , кг/т U_x ,

$$g_5^{\text{разд}} = \bar{\alpha} - g_{9,41}^{\text{разд}}.$$

5. Количество образовавшихся за счет радиационного захвата нейтронов ядрами ^{235}U неделящихся ядер ^{236}U , кг/т U_x ,

$$g_6^{\text{обр}} = (0,15 \div 0,17) g_5^{\text{разд}},$$

где $(0,15 \div 0,17) \approx \frac{\sigma_{\alpha}}{\sigma_f + \sigma_{n\gamma}}$ (см. табл. 6.1).

6. Баланс ядер ^{235}U в топливной загрузке, кг/т U_x ,

$$g_5^{\text{загр}} = g_5^{\text{разд}} + g_6^{\text{обр}} + g_5^{\text{выгр}}.$$

Отсюда получаем необходимое среднее начальное обогащение по ^{235}U в рассматриваемой топливной загрузке, %,

$$x = \frac{g_5^{\text{загр}}}{1000} 100 = 0,1 g_5^{\text{загр}}.$$

Таким образом можно оценить и долю отдельных делящихся нуклидов в общем балансе.

Оценим долю плутония в общей энерговыработке АЭС. Рассмотрим баланс делящихся ядер в активной зоне реактора ВВЭР-1000, для которого $\bar{B} = 40\,000$ МВт·сут/т, начальное обогащение топлива $x = 4,4\%$ (44 кг ^{235}U /т), $\bar{\alpha} = 42$ кг/т. Пусть в 1 т выгружаемого топлива из условия обеспечения реактивности по данным физического расчета должно содержаться в среднем 12,6 кг ^{235}U ; ~ 5 кг ^{236}U ; $\sim 0,6$ кг ^{237}Np ; ~ 930 кг ^{238}U ; $\sim 5,6$ кг ^{239}Pu ; $\sim 1,8$ кг ^{241}Pu . Исходя из баланса ^{235}U количество разделившихся ядер ^{235}U $\alpha_{\text{U}_5} = 44 - (12,6 + 5 + 0,6) = 25,8$ кг/т. Но для получения $\bar{B} = 40\,000$ МВт·сут/т следует разделить ядер $\bar{\alpha} = 42$ кг/т. Следовательно, на долю плутония и частично ^{238}U * приходится $\bar{\alpha}_{\text{Pu}_{9,41}} = \bar{\alpha} - \alpha_{\text{U}_5} = 42 - 25,8 = 16,2$ кг/т.

Вклад плутония в энерговыработку [без учета вклада под-

* В условиях активной зоны ВВЭР-1000 при больших плотностях нейтронного потока и длительном облучении твэлов (900—1000 сут) заметно проявляется деление некоторой части ^{238}U быстрыми нейтронами (до 4—5 % всех разделившихся ядер, или в нашем примере ~ 2 кг/т).

вергшихся делению ядер ^{238}U ($\sim 2\text{кг}$)] составит $\sim 33,8\%$. Кроме того, в выгруженном топливе будут содержаться $\text{Pu}_{9,41}=7,4\text{ кг/т}$ и неделящиеся изотопы плутония ($\sim 2,7\text{ кг/т } ^{240}\text{Pu} + ^{242}\text{Pu}$). Видно, что вклад плутония в энерговыработку реактора ВВЭР-1000, как и других реакторов на тепловых нейтронах, работающих на слабообогащенном уране, весьма значителен. Вместе с тем в отработавшем топливе остается много делящихся нуклидов. В топливном цикле их можно использовать после химической регенерации отработавшего топлива (с некоторыми небольшими потерями этих ценных веществ). Как видно из рассмотренного выше ориентировочного расчета, в отработавшем топливе реактора ВВЭР-1000 будет содержаться суммарно делящихся нуклидов $\sim 20\text{ кг/т}$, т. е. почти в 3 раза больше, чем в природном уране. После химической регенерации столь ценное топливо должно возвращаться в топливный цикл ядерной энергетики.

Глубина выгорания и неравномерность энерговыделения в активной зоне. Из-за неравномерности нейтронного потока и несовершенства регулирования в активных зонах ядерных реакторов имеет место значительная неравномерность энерговыделения по высоте и диаметру зоны и по отдельным ТВС и твэлам. Поэтому локальные значения глубины выгорания топлива различаются между собой в несколько раз. Предельные (максимальные) значения $\alpha_{\text{макс}}$, на которые должна быть рассчитана работоспособность твэлов и ТВС, определяются с учетом неравномерности энерговыделения по активной зоне в целом. Отличие $\alpha_{\text{макс}}$ от $\bar{\alpha}$ в выгружаемом топливе зависит также от размера одновременно выгружаемой партии. Если будет выгружаться одновременно вся активная зона, тогда коэффициент неравномерности выгорания* топлива в ней будет максимальным. Но практически перегружается лишь часть активной зоны (например, в реакторах ВВЭР-440 1/3 зоны в год). В реакторах канального типа одновременно перегружается только несколько каналов. В этом случае неравномерность выгорания топлива в выгружаемых ТВС будет минимальной ($\sim 1,1-1,2$) и величина $\alpha_{\text{макс}}$ будет определяться в основном неравномерностью выгорания по высоте ТВС. В ТВС мощных реакторов типа PWR или ВВЭР, содержащих большое число твэлов (свыше 200), в отдельных группах твэлов проявляется не только осевая, но и радиальная неравномерность выгорания топлива, связанная с их расположением в сборке. Таким образом, *средняя глубина выгорания* является расчетной величиной, *характеризующей энергетическую эффективность использования топлива в данном реакторе*. Она может существенно отличаться от фактического максимального (минимального) значения α . Максимальная глубина выгорания $\alpha_{\text{макс}}$ — это величина, определяющая требования к надежности и работоспособности твэлов и ТВС.

Отношение $\alpha_{\text{макс}}/\bar{\alpha}$ служит характеристикой физического и инженерного совершенства активной зоны и использования ядерного топлива в реакторе.

При проектировании активной зоны ядерных реакторов стремятся к тому, чтобы неравномерность энерговыделения при всех режимах работы была небольшой и значение $\bar{\alpha}$ было наиболее близким к максимально допустимому. Тем самым достигается наиболее экономичное использование топливной загрузки и наиболее полно реализуются технические возможности данного топлива и примененной конструкции твэлов и ТВС.

Неравномерность энерговыделения в активной зоне в целом определяется многими факторами: размерами зоны (по радиусу и высоте), размещением, физическими параметрами и конструкцией органов регулирования нейтронного потока; составом, свойствами применяемого топлива; конструкцией ТВС и выбранной решеткой размещения твэлов. Для выравнивания полей энерговыделения применяются выгорающие поглотители нейтронов, борное регулирование, переменная по зонам загрузка топлива различного обогащения, профилирование обогащения по высоте твэлов, по сечению ТВС и т. п.

В некоторых типах реакторов выбор наибольшей расчетной средней глубины выгорания не только лимитирован условиями надежности твэлов, т. е. сохранения ими герметичности за весь период нахождения в реакторе, но и обусловлен техническими возможностями системы управления и защиты обеспечивать эксплуатацию зоны при большом начальном запасе реактивности в активной зоне, чтобы реализовать высокий уровень средней энерговыработки с 1 т топливной загрузки.

Предельно достижимая глубина выгорания, которую твэлы могут выдерживать без разрушения, определяется их конструкцией, выбранными материалами и условиями работы в реакторах. Значения предельно достижимых глубин выгорания (накопления продуктов деления) в различных реакторах колеблются от 5 до 100 кг/т. Накопление 100 кг продуктов деления на 1 т урана, как это проектируется, например, в реакторах на быстрых нейтронах, означает, что примерно 10 % атомов замещаются их удвоенным количеством, что приводит к так называемому *твердому распуханию* топлива. Наряду с этим образующиеся газообразные продукты деления в условиях температур и давлений внутри оболочки твэлов вызывают так называемое *газовое распухание* топлива.

Наконец, появление в топливе ядер новых нуклидов сильно меняет не только структуру топлива, но и его состав и физико-химические свойства. Происходит, по существу, интенсивное и непрерывное во времени «легирование» топлива, работающего в реакторе, продуктами деления и радиоактивного распада. Наряду с этими процессами длительное радиационное воздействие на материал оболочки твэлов вызывает ее *охрупчивание* и *снижение пластичности*. Важнейшее влияние на надежность твэлов оказы-

* Коэффициентом неравномерности выгорания топлива k_{α} в активной зоне называется отношение $\alpha_{\text{макс}}/\bar{\alpha}$.

вает *скорость ползучести*, которая определяет пластическую деформацию топлива и оболочки во времени.

Вопрос о достижимых глубинах выгорания и о влиянии неравномерности энерговыделения на экономичность и надежность твэлов тесно связан с особенностями поведения различных видов топливных композиций (металл, оксид, карбид и т. п.).

Для оксидного уранового топлива при хорошо сконструированном твэле (разумно выбранной начальной пористости, наличии компенсационных объемов и полостей, достаточной прочности оболочки) в настоящее время убедительно показана возможность достижения глубины выгорания 100 кг/т и выше. Сказанное относится к реакторам на тепловых и быстрых нейтронах, использующим оксид урана: в первых наиболее освоены в настоящее время средние значения глубины выгорания 30—42 кг/т, во вторых — 70—120 кг/т. Достижение более высоких значений средней глубины выгорания ограничивается пока недостаточной стойкостью материалов оболочек твэлов и пэлов, кожухов ТВС (радиационное распухание, охрупчивание, ползучесть).

4.4. ЭНЕРГОНАПРЯЖЕННОСТЬ, ГЛУБИНА ВЫГОРАНИЯ И КАМПАНИЯ ТОПЛИВА В ЯДЕРНОМ РЕАКТОРЕ. НАЧАЛЬНАЯ ЗАГРУЗКА АКТИВНОЙ ЗОНЫ И ПОТРЕБНОСТЬ В ЯДЕРНОМ ТОПЛИВЕ НА ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ АЭС

Важнейшим параметром, характеризующим любой ядерный реактор и определяющим интенсивность «сжигания» в нем ядерного топлива, компактность и габариты активной зоны, является средняя массовая *энергонапряженность* топливной загрузки $\bar{J}$, т. е. средняя тепловая мощность, выделяемая в единице массы топлива, размещенного в активной зоне, МВт/т или кВт/т:

$$\bar{J} = N_T / G_{0x}, \quad (4.4)$$

где G_{0x} — полная топливная загрузка активной зоны реактора. Очевидно, что чем выше принятое в проекте реактора значение $\bar{J}$, тем меньше требуемая топливная загрузка реактора, обеспечивающая его проектную тепловую мощность.

Время, необходимое для достижения проектной средней глубины выгорания ($\bar{B}$ или $\bar{a}$) топливной загрузки при работе на номинальной проектной мощности N_T , называется *эффективной кампанией топлива* $T_{эф}$. Оно измеряется в «эффективных сутках» или «эффективных часах» работы реактора на номинальной проектной мощности. $T_{эф}$ — важнейший показатель, характеризующий энергетический ресурс активной зоны при работе ее с энергонапряженностью $\bar{J}$. Так как

$$\bar{B} = \bar{J} T_{эф}, \quad (4.5)$$

то $T_{эф} = \bar{B} / \bar{J}$. (Если $[\bar{B}] = \text{МВт} \cdot \text{сут/т}$, то соответственно $[\bar{J}] = \text{МВт/т}$ и $[T_{эф}] = \text{сут.}$)

Очевидно, что для достижения любой заданной глубины выгорания B справедливо соотношение

$$B = J T_{к\bar{\varphi}}, \quad (4.6)$$

где J — фактическая средняя энергонапряженность топлива, при которой работает реактор; $T_{к}$ — календарное время, сут; $\bar{\varphi}$ — средний коэффициент нагрузки за время $T_{к}$:

$$T_{к} = B / (J \bar{\varphi}) = \alpha / (k J \bar{\varphi}). \quad (4.7)$$

«Эффективная» кампания топлива в реакторах различных типов колеблется от 0,5 года до 3—4 лет, чему соответствует календарное время работы твэлов в реакторе от нескольких месяцев до 7—8 лет в зависимости от фактической энергонапряженности и коэффициента нагрузки.

В установившемся режиме работы для однозонного реактора годовая потребность в топливе G_{0x} , полная загрузка в реактор G_{0x} и «эффективная» кампания топлива $T_{эф}$ связаны следующими соотношениями:

$$T_{эф} = G_{0x} \bar{B} / N_T,$$

$$\text{или } G_{0x} = N_T T_{эф} / \bar{B} = N_T T_{к\bar{\varphi}} / \bar{B}. \quad (4.8)$$

Формулу (4.8) можно выразить также через установленную электрическую мощность $N_{э}^{бр}$:

$$G_{0x} = N_{э}^{бр} T_{к\bar{\varphi}} / (\eta^{бр} \bar{B}) = N_{э}^{бр} T_{эф} / (\eta^{бр} \bar{B}). \quad (4.9)$$

В многозонных реакторах, в которых применяется топливо различного обогащения, соотношение (4.8) справедливо для каждой i -й зоны топлива. Оно может быть использовано для каждого отдельного технологического канала или ТВС активной зоны, если известны и могут быть учтены для каждой отдельной ТВС входящие в выражение (4.8) параметры. Тогда

$$T_{эф}^i = G_{0x}^i \bar{B}^i / N_T^i = \bar{B}^i / J^i = T_{к\bar{\varphi}}^i, \quad (4.10)$$

где N_T^i — тепловая мощность зоны одинакового обогащения или отдельного канала, сборки; G_{0x}^i — загрузка топлива в канал, сборку с соответствующим начальным обогащением; $\bar{B}^i$ — достижимая по условиям работы в реакторе средняя глубина выгорания топлива по каналу, сборке; J^i — энергонапряженность топлива в канале, сборке в месте их установки в реактор.

Средние по отдельным зонам и по реактору в целом характеристики в этом случае могут быть получены суммированием и усреднением по всем ТВС. Поскольку они различаются по обогащению и соответственно имеют различную стоимость, расчеты технико-экономических показателей топливного цикла предпочтительно вести дифференцированно (поканально), несмотря на громоздкость. Такие расчеты целесообразны лишь при наличии ис-

ходных данных приемлемой достоверности по каждому каналу или сборке.

Темп выжигания топлива. Выше было показано, какое значение для эффективного и экономичного использования ядерного топлива на АЭС имеет глубина выгорания, которая определяет энерговыработку топлива. Однако вряд ли можно считать эффективным и экономичным использование ядерного топлива, если эта энерговыработка будет достигаться за крайне длительный промежуток времени, вследствие низкого среднего коэффициента нагрузки $\bar{\phi}$ или же из-за малой (допустимой по условиям теплосъема) фактической энергонапряженности J топлива в реакторе, существенно отличающейся от проектной.

Произведение $J\bar{\phi}$ в формуле (4.7) определяет интенсивность использования топлива на АЭС, темп (скорость) его выжигания. Чем выше темп выжигания, тем меньше время, когда загруженное в реактор топливо лежит в нем «мертвым грузом», тем быстрее оно сгорает и производит энергию. Поэтому необходимо стремиться к тому, чтобы иметь при выбранной глубине выгорания максимальный темп выжигания, обеспечивая заданное значение средней удельной проектной энерговыработки топлива:

$$B_{\text{год}}/\bar{B} = \bar{J}\bar{\phi}T_k/\bar{B}. \quad (4.11)$$

Здесь $B_{\text{год}}$ — годовое использование $\bar{B}$, МВт·сут/(т·год); $\bar{\phi}T_k$ — число суток использования установленной тепловой мощности реактора в году; $\bar{J}$ — средняя проектная энергонапряженность, МВт/т; $\bar{B}$ — средняя проектная глубина выгорания, МВт×сут/т топлива.

Энергонапряженность и удельная загрузка топлива. Предельно допустимая энергонапряженность ядерного топлива в энергетических реакторах на единицу массы урана начального обогащения в основном определяется тремя факторами: концентрацией делящихся нуклидов в топливе, т. е. значением выбранного начального обогащения; принятой топливной композицией и конструкцией твэла; организацией теплосъема, обеспечивающего отвод тепла теплоносителем от самых энергонапряженных твэлов и ТВС. Предельные условия теплосъема зависят от степени дисперсности и равномерности распределения делящихся нуклидов в сердечнике твэлов, теплопроводности топливной композиции и материала оболочек, от физических свойств теплоносителя, выбранных режимов и параметров охлаждения твэлов.

Допустимая тепловая мощность реактора, определенной зоны или отдельного канала (сборки) в конечном счете ограничивается максимальной энергонапряженностью топлива $J_{\text{макс}}$ в самом напряженном твэле или участке ТВС активной зоны. С учетом же коэффициента неравномерности энерговыделения по высоте (k_z) и радиусу (k_r) средняя энергонапряженность топлива в отдельных ТВС или каналах, а также в группах ТВС (в зонах равномерного обогащения урана) и в активной зоне реактора в целом ока-

зывается примерно в 1,3—1,8 раза меньше, чем максимально допустимая энергонапряженность $J_{\text{макс}}$.

Однако распределение энерговыделения по объему активной зоны и по отдельным ТВС в условиях эксплуатации не остается постоянным и меняется во времени вследствие выгорания, перегрузок топлива, изменений режима нагрузки, управляющего воздействия органов регулирования и т. п. Поэтому следует различать так называемые «мгновенные», т. е. текущие, значения коэффициентов неравномерности k_r^* и k_z^* , которые ограничивают предельно допустимый уровень тепловой мощности отдельной ТВС и реактора в целом, и средние по времени $\bar{k}_r$ и $\bar{k}_z$, которые определяют неравномерность выгорания и энерговыработки по ТВС.

Мгновенное значение объемного коэффициента неравномерности энерговыделения $k_v^* = k_z^* k_r^*$ в значительной мере характеризует ядерно-физическое и конструкционное совершенство активной зоны, определяет удельную загрузку реактора топливом, отнесенную к тепловой или электрической мощности реактора (т/кВт), и тем самым влияет на основные экономические показатели АЭС (затраты на топливную загрузку, габаритные параметры, капиталовложения в оборудование реакторов и т. п.).

Удельная загрузка топлива начального обогащения, отнесенная на 1 кВт тепловой мощности реактора (q_T) или на 1 установленный кВт электрической мощности (g_3), может быть выражена следующими соотношениями:

$$g_T = G_{0x}/N_T = 1/\bar{J};$$

$$g_3 = G_{0x}/N_3^{\text{эп}} = G_{0x}/(N_T \eta^{\text{эп}}). \quad (4.12)$$

Формула (4.12) может быть записана через мгновенные значения коэффициентов неравномерности и максимально допустимую энергонапряженность ($\bar{J}k_v^* = J_{\text{макс}}$). Тогда

$$g_3 = k_v^*/(J_{\text{макс}} \eta^{\text{эп}}). \quad (4.13)$$

При тепловых расчетах ядерных реакторов более удобна для использования не массовая энергонапряженность топлива J , а объемная энергонапряженность J_V , которая выражает плотность энерговыделения, отнесенную к единице объема активной зоны (кВт/л). При определении J_V учитывается только тот объем ТВС и активной зоны в целом, в котором происходят тепловыделение, съём и отвод теплоносителем тепла от твэлов. В реакторах канального типа при расчетах J_V исключается объем, занимаемый замедлителем (графит, тяжелая вода) и органами управления. В корпусных водо-водяных реакторах учитывается объем, занимаемый активной (топливной) частью ТВС. Объемная энергонапряженность ядерного топлива в реакторе связана с массовой теплонапряженностью:

$$J_V = J/(\varepsilon \rho_U), \quad (4.14)$$

где ε_t — объемная доля, занимаемая топливной композицией в элементарной ячейке охлаждения ТВС; ρ_v — эффективная плотность заполнения названного выше объема ураном.

Среднее по времени за период кампании топлива значение фактически полученного объемного коэффициента неравномерности k_v в единовременно выгружаемой из реактора партии топлива характеризует эффективность использования топлива, т. е. отличие значения $\bar{B}$ от максимальной проектной глубины выгорания, на которую рассчитаны твэлы.

Начальная нагрузка и ежегодная потребность в топливе. Удельная загрузка g_t или g_z [см. формулы (4.12) и (4.13)] определяет начальную загрузку топлива в реактор, необходимую для ввода АЭС в эксплуатацию:

$$G_{0x} = N_z g_z. \quad (4.15)$$

Средняя глубина выгорания $\bar{B}$ определяет постоянную потребность в топливе для перегрузок в период эксплуатации. Годовая потребность в топливе находится по формуле (4.2) и может быть выражена так:

$$G_x = N_z \cdot 365 \varphi / (\eta^{6p} \bar{B}) = W^{6p} / (\bar{B} \eta^{6p}). \quad (4.16)$$

Для разных типов реакторов значения G_{0x} и G_x существенно различаются (табл. 4.3). Величина G_{0x} в общем случае должна обеспечивать критичность реактора и необходимый запас реактивности в течение всей кампании для работы на заданной мощности до достижения топливом проектной средней глубины выгорания $\bar{B}$. С учетом неравномерности энерговыделения работа реактора на заданной мощности должна обеспечиваться без превышения предельно допустимой объемной энергонапряженности топлива. В современных мощных энергетических реакторах, за-

Таблица 4.3. Примерные соотношения загрузки топлива в реактор и ежегодной потребности в топливе для перегрузки

Тип реактора	Тепловая мощность, МВт	Загрузка реактора, т	Обогащение топлива, %	Ежегодная перегрузка, т/год	Глубина выгорания при $\varphi=0.8$, МВт·сут/т	Календарная кампания топлива, год
Газографитовый типа «Магнокс»	2000	320	0,71	160	4 000	2,0
Тяжеловодный	2500	114	0,71	78	9 600	1,5
Водо-водяной под давлением	2800	93	2,6	29	29 000	3,2
Водо-водяной кипящий	3300	169	2,2	53	19 000	3,2
Водографитовый кипящий	3200	182	2	51	18 500	4,0
На быстрых нейтронах натриевый (на U — Pu-топливе)	3000	32	15,2	9	100 000	3,5

грузки которых составляет несколько десятков критических масс и которые представляют собой практически несколько реакторов, объединенных интегральным нейтронным полем и управляемых независимыми органами регулирования, начальная загрузка в основном определяется допустимой объемной энергонапряженностью ТВС (до 80—120 кВт/л в водоохлаждаемых реакторах на тепловых нейтронах и до 600—1200 кВт/л в реакторах на быстрых нейтронах).

Для большинства типов реакторов начальная загрузка существенно превышает годовую потребность и эквивалентна в отдельных случаях трех-четырёхгодовой потребности. Разные типы реакторов обладают различным соотношением начальной и эксплуатационной потребностей в топливе. Наиболее топливоемким по начальной загрузке являются реакторы на быстрых нейтронах, затем водографитовые, водо-водяные и, наконец, тяжеловодные; годовые же потребности в топливе, выраженные в тоннах, для указанных реакторов располагаются в обратном порядке. Следует отметить, что выбранная глубина выгорания $\bar{B}$ недостаточна для полной оценки экономической эффективности использования ядерного топлива в реакторе. Необходим также учет начальной загрузки активной зоны, зависящей от выбранного значения энергонапряженности топлива [см. уравнение (4.4)].

4.5. РЕЖИМЫ ПЕРЕГРУЗОК ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА. ПЕРЕХОДНЫЙ ПЕРИОД РАБОТЫ АЭС

Рассмотрим три режима перегрузок топлива, применяемых в реакторах различного типа.

Непрерывная перегрузка топлива. Ее можно представить как ежесуточную загрузку некоторой части ядерного топлива в реактор и ежесуточную выгрузку из него эквивалентного количества отработавшего топлива. Перегрузка осуществляется специальной машиной без остановки реактора, т. е. при работе его на мощности.

Одноразовая перегрузка. В этом случае активная зона загружается топливом и выгружается целиком за одну операцию по исчерпанию запаса реактивности или по достижении предельной глубины выгорания в наиболее напряженном участке активной зоны. Такая перегрузка производится на остановленном реакторе после его расхолаживания. Затраты времени на перегрузку по сравнению с временем пребывания топлива в реакторе относительно невелики.

Равномерная частичная перегрузка. В этом случае топливо перегружается несколько раз за кампанию через определенные (примерно равные) промежутки времени и примерно равными партиями, так что к концу кампании реактора оказывается перегруженной полностью вся активная зона.

Каждый из этих режимов перегрузки имеет свои особенности и требует своих конструктивных решений. Рассмотрим этот вопрос.

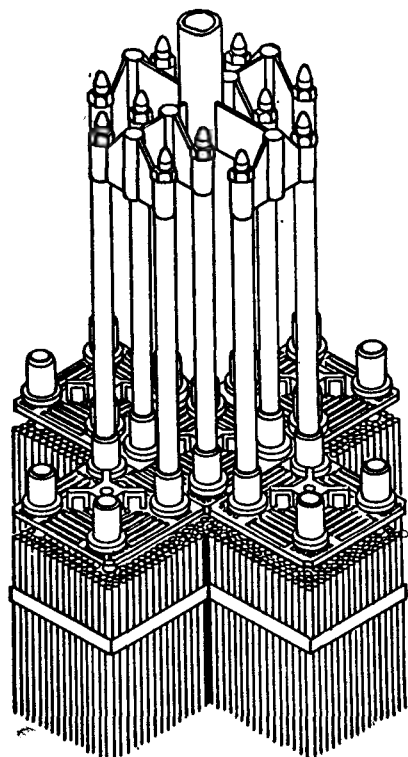


Рис. 4.4. Кластерная (пучковая) конструкция органов компенсации реактивности реактора PWR тепловой мощностью 3000 МВт (аналогичная кластерная конструкция компенсаторов реактивности применяется и в шестигранных кассетах ТВС советских реакторов ВВЭР-1000)

При непрерывной перегрузке топлива в реактор загружается при обогащении x_n . Если топливо выгорит до содержания ^{235}U , равного x_k , отвечающего предельному содержанию продуктов деления $\alpha_{\text{макс}}$, то тогда реактор должен иметь возможность работать при средней концентрации продуктов деления $\alpha/2$ и при среднем содержании ^{235}U в активной зоне, близком к $(x_n + x_k)/2$. Это означает, что в реакторе непрерывно будет находиться топливо с содержанием ^{235}U в диапазоне от x_n до x_k . Требуемый запас реактивности на выгорание в этом случае минимален, вместе с тем достигается максимальная глубина выгорания топлива при минимальном начальном обогащении.

При непрерывной перегрузке система перегрузки, рассчитанная на замену топлива без остановки реактора, оказывается сложнее и дороже, а органы компенсации выгорания — проще и дешевле, чем в реакторе, не рассчитанном на непрерывную нагрузку и перегружаемом в остановленном состоянии.

Выход на равновесный режим путем непрерывной перегрузки топлива, имевшего начальное обогащение x_n , связан с некоторым недожогом топлива против расчетной глубины выгорания. Если среднее значение проектной глубины выгорания равно B , то выгорание составит примерно $B/2$, т. е. топливо первой загрузки будет иметь среднюю глубину выгорания, равную половине проектной. Следовательно, стоимость вырабатываемой электроэнергии, получаемой от первой загрузки, будет выше проектной. Это обстоятельство побуждает выделять начальный период работы АЭС с таким типом реактора, как *переходный*. В течение этого периода топливо будет использоваться в особом режиме и, следовательно, экономические показатели АЭС также будут отличаться от показателей для установившегося режима. В зависимости от типа реактора переходный период может продолжаться в течение всей первой кампании топлива и более.

При *одноразовой перегрузке* * активная зона реактора загружается полностью топливом с обогащением x_n и выгружается полностью с концентрацией продуктов деления α и с конечным обогащением x_k . Реактор должен надежно рабо-

тать и регулироваться и при начальном, и при конечном состоянии активной зоны. Изменения концентраций топлива и продуктов деления при выгорании в этом случае максимальны, и необходимый запас реактивности на выгорание велик. Поэтому требуется мощная система органов компенсации избыточной реактивности (рис. 4.4), которую по конструктивным соображениям трудно размещать в объеме активной зоны. При одноразовой перегрузке нет необходимости проводить ее при работе реактора на мощности.

Равномерная частичная перегрузка — промежуточный режим между рассмотренными выше двумя другими схемами перегрузки. Здесь нет резко выраженных потерь и выигрышей, связанных с чрезмерным влиянием каждого из разобранных выше факторов. Возможен разумный компромисс между увеличенными затратами из-за сложности органов компенсации реактивности и перегрузочных средств и расходами, связанными с потерями от недожога топлива в первой загрузке или от увеличения длительности топливного цикла в связи со значительными периодами между перегрузками.

Как правило, большинство ядерных реакторов АЭС работает в режимах равномерной частичной перегрузки. Например, реакторы ВВЭР-440 и ВВЭР-1000 эксплуатируются в режиме равномерной частичной перегрузки, исходя из трех перегрузок за кампанию при средней продолжительности кампании около трех лет. Это позволяет вести периодические перегрузки примерно 1 раз в год, что удобно, поскольку перегрузка может быть совмещена с периодом минимума нагрузки энергосистемы и проведением соответствующих планово-предупредительных или капитальных ремонтов оборудования АЭС. Перегрузка на корпусных реакторах со вскрытием крышки позволяет обходиться сравнительно простой перегрузочной машиной, предназначенной для работы при снятой крышке, когда реактор остановлен и расхоложен. Как показывает опыт многолетней эксплуатации, такая перегрузка продолжается 15—25 сут, т. е. не влечет за собой значительного снижения коэффициента готовности АЭС. Запас реактивности для обеспечения работы реактора в течение одного года также оказывается умеренным и может быть скомпенсирован органами СУЗ и вводом в теплоноситель борного поглотителя даже в таких тесных решетках размещения ТВЭЛов в ТВС, какими являются решетки реакторов водо-водяного типа.

ГЛАВА 5

ЯДЕРНО-ТОПЛИВНЫЕ ЦИКЛЫ В ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

5.1. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ И ЭКОНОМИКИ РАЗЛИЧНЫХ СТАДИЙ ЯДЕРНО-ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА РЕАКТОРОВ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Сырьевой основой ядерного топлива современной ядерной энергетики является природный уран. Добыча урановой руды и извлечение из нее урана, многопередельные процессы переработки уранового сырья в готовое ядерное топливо, эффективное его использование при глубоком выгорании в ядерных реакторах, транспортирование и химическая регенерация отработавшего топлива, его очистка от радиоактивных отходов (РАО) и примесей, их безопасное хранение и захоронение, многократный возврат

* Режим одноразовых перегрузок наиболее приемлем для реакторов судовых и транспортных установок.

(рецикл) регенерированного урана и накопленного в отработавшем топливе плутония в топливоснабжающую систему ядерной энергетики — все эти процессы следует рассматривать как различные стадии сложной комплексной технологии ядерного топлива, которую принято называть ядерно-топливным циклом (ЯТЦ) ядерной энергетики.

Невозможность сжечь ядерное топливо за однократное пребывание его в реакторе и необходимость многократного возврата его в реактор понуждают образовать замкнутую систему циркуляции топлива в ЯТЦ.

Типовая схема замкнутого ЯТЦ ядерной энергетики с реакторами на тепловых нейтронах приведена на рис. 5.1.

Рассмотрим особенности основных стадий ЯТЦ.

Производство природного урана — исходного сырья для ядерного топлива. Урановые оксиды, содержащиеся в рудах, — очень малая примесь, неравномерно вкрапленная в различные минералы. Например, среднее содержание урана в рудах, перерабатывавшихся в США в 1982 г., составляло всего 0,1—0,12 %. А при попутном извлечении урана, например из фосфоритов и золотосодержащих песков, его содержание в перерабатываемой рудной массе составляет только 0,03—0,05 %. Рентабельность такой добычи урана обеспечивается попутным извлечением фосфора и золота.

При столь малой концентрации (около 0,1 %) для извлечения 1 т урана в среднем требуется добыть и переработать более 1000 т рудной массы, предварительно освобожденной от пустой породы, т. е. после обогащения руды. Доминирующие в настоящее время в мире способы добычи урановой руды (шахтный и открытый — в карьерах), кроме того, сопровождаются большими вскрышными работами и перемещением огромных объемов пустой породы.

Современная гидрометаллургическая технология наиболее полного (до 90—95 %) извлечения урана из руды требует превращения ее путем дробления и помола в порошкообразное состояние (в рудную муку). Извлечение урановых оксидов из мелкоизмельченной руды связано с расходом больших количеств воды и химических реагентов. Например, при кислотном выщелачивании урана на 1 т размолотой руды требуется израсходовать в зависимости от состава и свойств породы от 45 до 100 кг серной кислоты.

Конечной продукцией уранодобывающих и перерабатывающих предприятий являются химические концентраты урана обычно в виде U_3O_8 . Но U_3O_8 — это еще не ядерное топливо, а только урановое топливное сырье. На мировом капиталистическом рынке цена 1 кг U_3O_8 * в 1979 г. доходила до 100 дол. и более, и только в последние годы по конъюнктурным причинам произошло временное снижение цены до 50—60 дол./кг. Урановое сырье — до-

* 1 кг U_3O_8 содержит 0,8485 кг металлического U.

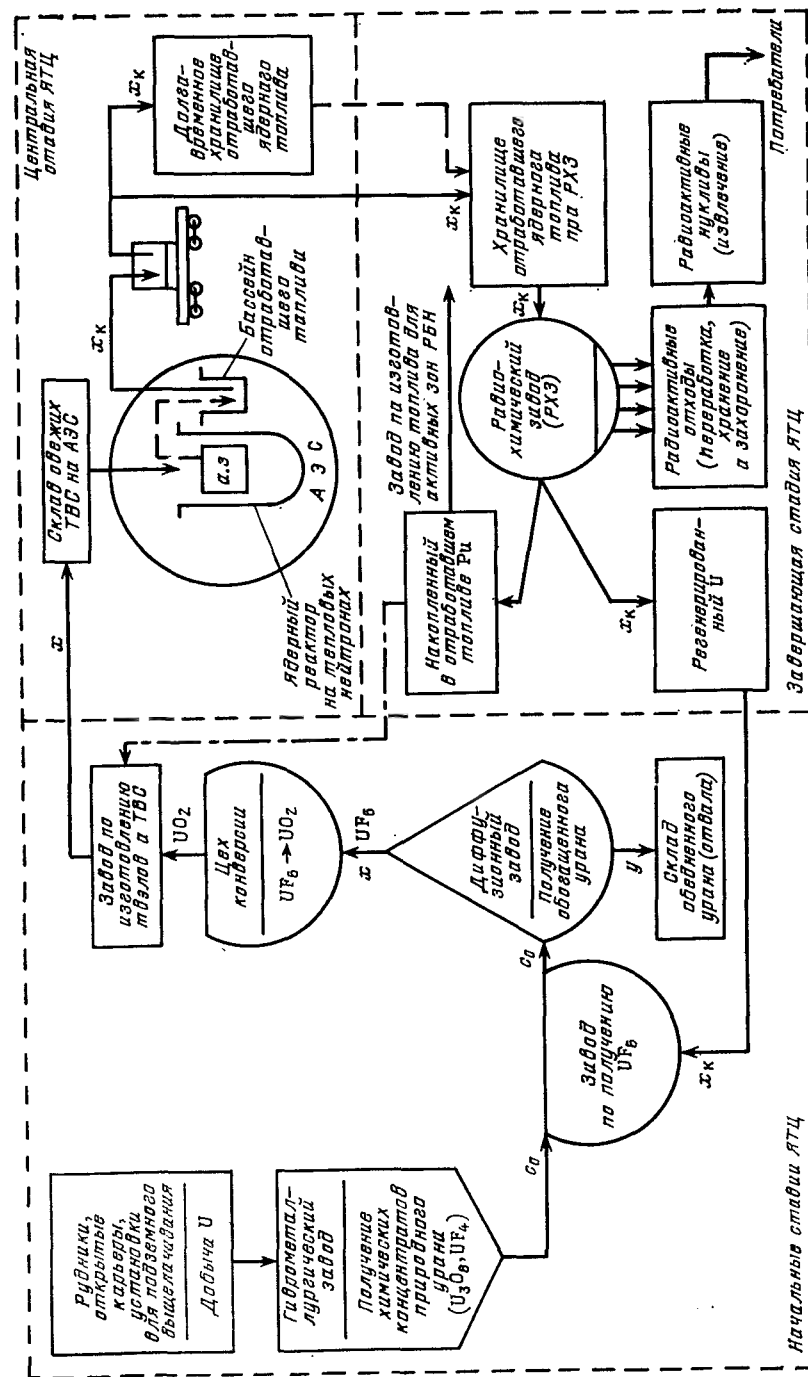


Рис. 5.1. Типовая схема замкнутого ЯТЦ при применении уранового топлива на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах [с₀, x, y, x_к — концентрации ^{235}U в природном, обогащенном, отработанном и отработавшем (регенерированном) топливе]

рогой продукт. Учет его принято вести в граммах, имея в виду не только цену, но и строгие требования безопасности при обращении с радиоактивными материалами.

Затраты на добычу и получение уранового сырья имеют определяющее значение в экономике ядерного топлива. С ростом масштабов ядерной энергетики и соответственно с ростом ее потребностей в ядерном топливе и в связи с истощением богатых урановых месторождений затраты на получение уранового сырья, а следовательно, и цена природного урана будут возрастать.

Важными особенностями производства природного урана являются возможность и экономическая целесообразность гидрометаллургической переработки руд на месте добычи, т. е. без дальних перевозок руды. Транспортирование же полученного концентрата урана на любые расстояния — задача технически несложная, не требующая больших затрат.

Добыча и получение уранового сырья — *первая (начальная) стадия ядерно-топливного цикла*. Основные технологические процессы и экономические показатели по получению природного урана подробно освещены в гл. 6.

Обогащение урана — получение концентрированного высококалорийного топлива. Современной ядерной энергетике, развивающейся в основном на реакторах на тепловых нейтронах, для достижения большой глубины выгорания топлива, т. е. для получения высокой удельной энергосвязки, требуется ядерное топливо с большим, чем у природного урана, содержанием ^{235}U , т. е. обогащенный уран. Таким образом, практически весь добытый для использования в энергетике природный уран должен поступить для обогащения изотопом ^{235}U на разделительный завод (газодиффузионный или центрифужный) после предварительного фторирования, т. е. в виде UF_6 . На разделительном заводе в отвалах (хвосты) обедненного (по содержанию ^{235}U) урана перейдет основная масса природного урана.

При используемом в настоящее время в легководных реакторах типа ВВЭР ядерном топливе, обогащаемом до 3,6—4,4 %, и при содержании ^{235}U в отвале, равном, например, 0,2 %, на каждую тонну обогащенного урана, отправляемого на завод по изготовлению твэлов, на складах разделительного завода будет оседать 6—7,5 т обедненного продукта, т. е. 86—88 % всей массы переработанного природного урана. Этот отвальный уран в топливном цикле реакторов на тепловых нейтронах далее не участвует и может быть использован когда-либо как сырьевой воспроизводящий материал для получения из него плутония при облучении быстрыми нейтронами в реакторах-размножителях или, в перспективе, в гибридных термоядерных реакторах или в электроядерных реакторах-размножителях.

Коэффициент расхода природного урана f_0 (кг природного U_{c_0} /кг обогащенного U_x) для получения 1 кг обогащенного урана с концентрацией ^{235}U , равной x , при содержании ^{235}U в

отвале обедненного урана y , вычисляется (без учета потерь) по формуле

$$f_0 = \frac{x-y}{c_0-y}. \quad (5.1)$$

Вывод формулы см. в § 7.2; в табл. 7.2 содержатся расчетные значения f_0 и разделительной работы для различных значений x и y .

Обогащение урана является *второй важнейшей стадией ЯТЦ*, предшествующей изготовлению ядерного топлива в виде твэлов и ТВС на специализированном заводе.

Экономические показатели технологии обогащения урана оказывают весьма значительное влияние на стоимость топлива и топливную составляющую себестоимости энергии, производимой на АЭС, АТЭЦ и АСТ.

Стоимость обогащения урана методом газовой диффузии высока. В настоящее время (1986 г.) она превышает 125 дол. за единицу разделительной работы (ЕРР). При действующих на мировом рынке ценах затраты на обогащение урана сравнимы со стоимостью природного урана, расходуемого на получение обогащенного. Например, при обогащении до 3,6—4,4 % требуемая работа разделения соответственно равна 5,64—7,46 ЕРР на 1 кг обогащенного продукта, а коэффициент расхода природного урана 6,65—8,21 (при $y=0,2\%$). Освоенная в ряде стран технология разделения изотопов урана методом центрифугирования более экономична, чем газодиффузионным методом, она позволяет уже теперь — при наличии малых мощностей — снизить затраты на разделительную работу до 90 дол./ЕРР и ниже. Прогнозируется, что до 2000 г. на основе технического прогресса (развитие центрифужной и лазерной технологии) произойдет дальнейшее снижение цены разделительной работы до 60 дол./ЕРР и ниже (рис. 5.2). Большие надежды в отношении снижения удельных затрат возлагаются на новый разработанный в США лазерный метод разделения, находящийся пока в стадии экспериментальной проверки и доработки технологии на опытно-промышленных модулях*.

Изготовление ядерного топлива — твэлов и ТВС — завершает начальную стадию ЯТЦ. На заводах по изготовлению твэлов и ТВС выпуском комплектной продукции для загрузки в реакторы завершаются процессы производства ядерного топлива, поступающего на АЭС. Ядерное топливо изготавливается с применением высокомеханизированной и автоматизированной технологии в условиях крупносерийного и массового производства с обеспечением весьма высоких технических требований к каждой операции и качеству каждого твэла и каждой ТВС. Механическую

* Подробное изложение вопросов современной технологии и экономики обогащения урана и путей дальнейшего прогресса этой технически сложной и важнейшей стадии ЯТЦ содержится в гл. 7 и 8.

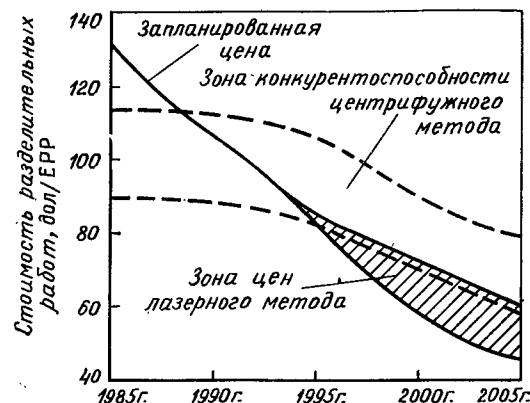


Рис. 5.2. Прогнозируемая Министерством энергетики США стоимость раздельных работ по обогащению урана на период 1985—2005 гг. (по курсу доллара 1985 г.)

обработку и сборку на поточных линиях проходят сотни тысяч деталей.

На завод по изготовлению топливных сердечников, твэлов и ТВС обогащенный уран поступает с разделительного завода в виде UF_6 , который затем подвергается конверсии в диоксид (UO_2) или в металлический уран. Стоимость изготовления твэлов и ТВС для современных водоохлаждаемых реакторов типов PWR и BWR в различных капиталистических странах оценивается (1985 г.) в 150—210 дол. на 1 кг урана, размещенного в твэлах. Это не дешево.

При ежегодной перегрузке одной трети всех ТВС, загруженных в реактор PWR электрической мощностью 1000 МВт и содержащих до 30 т обогащенного урана, затраты только на фабрикацию твэлов и ТВС (без стоимости самого топлива) для такой перегрузки составят 5—6 млн. дол. в год. Более 50 % этих затрат относятся на применяемые в твэлах и ТВС конструкционные материалы (циркониевые трубы, концевые детали и т. п.).

Заказы на поставку ядерного топлива заводами-поставщиками ТВС выполняются в соответствии с договорами, заключенными с заказчиком, на основе технических условий на изготовление и поставку.

В отпускной цене ТВС, поставляемых на АЭС, находят отражение затраты и издержки производства топлива на всех изложенных выше стадиях ЯТЦ.

Использование топлива в ядерном реакторе АЭС — центральная стадия ЯТЦ. Она проходит на территории АЭС и определяет общую эффективность энергетического использования ядерного топлива, поскольку именно на этой стадии суммируются затраты на ядерное топливо и оценивается эффективная его отдача.

Центральная стадия ЯТЦ включает в себя следующие основ-

Таблица 5.1. Изменение удельной активности и тепловыделения в 1 т выгруженного из ВВЭР отработавшего топлива при средней глубине выгорания $33 \cdot 10^3$ МВт·сут/т

Выдержка, год	Мощность тепловыделения, кВт/т	Активность, 10^6 Ки/т
1	10	2,3
2	4,7	1,3
5	1,2	0,5
10	1,0	0,32

ные операции: выгрузку, приемку и хранение на складе ТВС свежего топлива, поступившего от завода-поставщика; комплектование ТВС для загрузки в реактор вместе со стержнями СУЗ; загрузку ТВС в активную зону реактора (начальную или в порядке периодической и частичной перегрузки); эффективное использование топлива в активной зоне реактора (получение заданной выработки в реакторе тепловой энергии).

Отработавшее в реакторе ядерное топливо перегружается в бассейн выдержки, размещенный в реакторном зале, и находится в нем в течение нескольких лет. Такая длительная выдержка позволяет существенно снизить начальную радиоактивность и остаточное тепловыделение ТВС, отбраковать негерметичные сборки и твэлы, чтобы облегчить задачу транспортирования отработавшего топлива с территории АЭС (табл. 5.1). Из бассейнов выдержки отработавшее топливо перегружается в транспортные контейнеры, установленные на специальных железнодорожных платформах или на других транспортных средствах. Этой операцией завершается на АЭС самая продолжительная — центральная стадия ЯТЦ. Некоторые АЭС располагают долговременным буферным хранилищем отработавшего топлива или могут содержать отработавшие ТВС в специальных контейнерах, приспособленных для сухого долговременного хранения.

5.2. ЗАВЕРШАЮЩАЯ СТАДИЯ ЯТЦ — РАДИОХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

В современных реакторах на тепловых нейтронах делению подвергается лишь малая доля (3—5 %) загруженного в него обогащенного топлива. При этом в твэлах накапливаются продукты деления (ПД) и продукты их радиоактивного распада (ПРР), обладающие высокой активностью. Задача радиохимической переработки — очистить до допустимого уровня уран и накопленный в топливе неразделившийся плутоний от радиоактивных продуктов деления и распада и различных примесей и вернуть их в ЯТЦ для полезного использования, осуществив таким образом рецикл U и Pu.

Рецикл U и Pu позволяет значительно снизить расход природного урана для последующих загрузок реактора, а также сократить потребности в разделительной работе.

При радиохимической переработке отработавшего топлива около 100 % всех радиоактивных продуктов деления, накопленных в твэлах, выделяется в виде твердых, жидких и газообразных радиоактивных отходов (РАО) различной активности. Поэтому радиохимическая переработка отработавшего топлива связана с решением сложных проблем выделения и концентрирования РАО, их обезвреживания, безопасного временного хранения, удаления и контролируемого захоронения навечно.

В настоящее время радиохимическая переработка отработавшего на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах топлива проводится лишь в нескольких капиталистических странах и не в полном объеме. Поэтому отработавшее топливо продолжает накапливаться в бассейнах выдержки на АЭС или в долговременных складах-хранилищах во все возрастающих количествах. За исключением Франции и Великобритании, радиохимическая переработка отработавшего топлива осуществляется в Японии, ФРГ, Бельгии, Индии и других странах на предприятиях небольшой мощности. В США радиохимические заводы, предназначенные для переработки отработавшего ядерного топлива, законсервированы. Промышленная технология радиохимической переработки отработавшего топлива в большинстве развитых стран проходит еще стадию экспериментального изучения, технического совершенствования и накопления опыта.

Следует отметить высокую стоимость радиохимических заводов, недостаточную отработанность ряда технологических процессов и оборудования, применяемого при переработке отработавшего топлива и особенно радиоактивных отходов, способов их удаления и контролируемого безопасного захоронения.

Предполагается, что из-за значительного снижения ранее намечавшихся темпов строительства АЭС разведанных ресурсов относительно дешевого природного урана будет достаточно для обеспечения АЭС топливом на ближайшие 20—25 лет. Все это затормозило синхронное развитие промышленных мощностей для завершающей стадии замкнутого ЯТЦ.

Отодвинулись также сроки применения рецикла плутония, накапливаемого в отработавшем топливе АЭС с реакторами на тепловых нейтронах, для изготовления смешанного уран-плутониевого топлива для быстрых реакторов-размножителей. АЭС с быстрыми реакторами — это перспективное направление ядерной энергетики до конца XX в. будет еще проходить опытно-промышленную стадию своего развития.

Таким образом, в ближайшие 10—15 лет ядерная энергетика промышленно развитых капиталистических стран будет работать в основном с разомкнутым ЯТЦ, т. е. с одноразовым использованием ядерного топлива. На рис. 5.3 представлена схема трех вариантов завершающей стадии ЯТЦ.

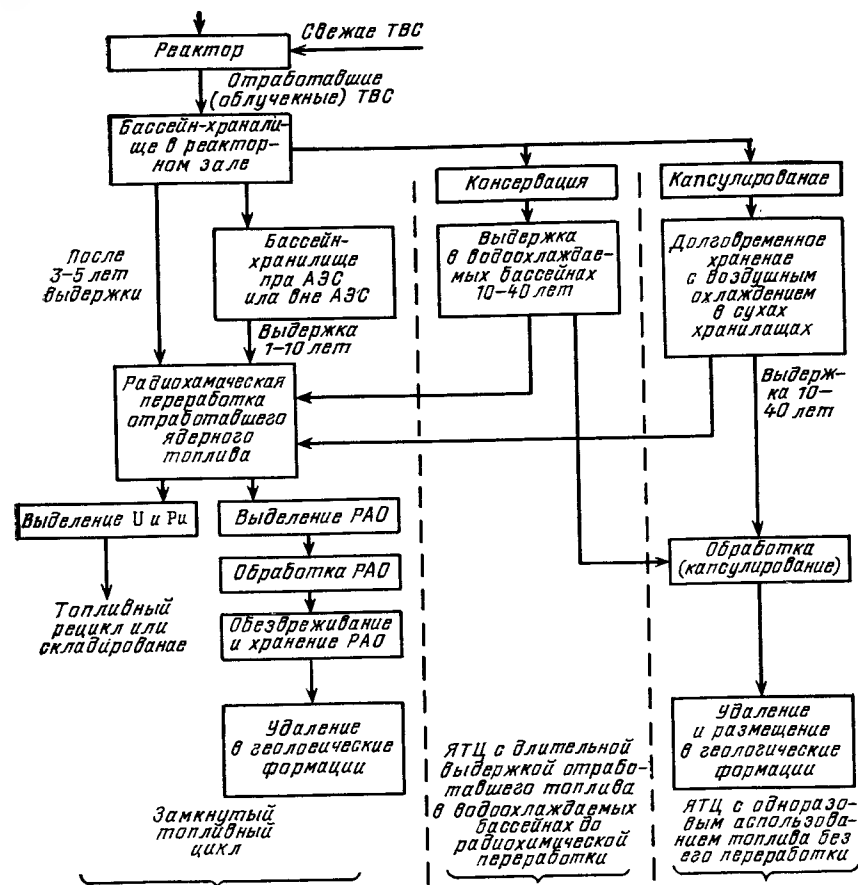


Рис. 5.3. Варианты реализации завершающей стадии ЯТЦ

Прогнозируемые потребности в ядерном топливе и в мощностях по химической переработке отработавшего топлива капиталистических стран, объединенных ОЭСР, в период 1990—1995 гг. приведены в табл. 5.2. Видно, что мощности радиохимических заводов по переработке отработавшего топлива в 1990 г. будут почти в 5 раз ниже, чем потребности с учетом количества выгружаемого в этот год отработавшего топлива на действующих АЭС. В 1995 г. только страны Западной Европы будут обеспечивать баланс отработавшего топлива выгрузка — переработка, т. е. замкнутый ЯТЦ.

На рис. 5.4 показано, намечаемое развитие мощностей по переработке отработавшего оксидного топлива в пяти капиталистических странах.

Оценки удельных и суммарных годовых затрат в ЯТЦ реакторов PWR и BWR, вводимых в строй до 1995 г., представлены в табл. 5.3. Видно, что суммарные годовые затраты на завер-

Таблица 5.2. Потребности ядерной энергетики в природном уране и рост массы отработавшего ядерного топлива, выгружаемого на АЭС в 1990 и 1995 гг.*

Регион или страна	Установленная электрическая мощность АЭС, ГВт		Производство электроэнергии на АЭС, 10 ⁹ кВт·ч		Ежегодные потребности в природном уране**, 10 ³ т		Масса отработавшего топлива, выгружаемого из реакторов, 10 ³ т/год		Мощность радиохимических заводов, 10 ³ т/год	
	1990 г.	1995 г.	1990 г.	1995 г.	1990 г.	1995 г.	1990 г.	1995 г.	1990 г.	1995 г.
Северная Америка	120	126	650	700	15,5	16,0	2,2	2,3	—	—
Западная Европа	117	130	660	750	18	20	2,2	2,5	1,0	2,8
Япония	31	38	200	220	0,75	0,9	0,2	0,2	0,2	0,2
Другие капиталистические страны	20	32	120	180	4,5	6,0	0,4	0,65	—	—

* Данные представлены на 10-м ежегодном симпозиуме Уранового института стран ОЭСР в Лондоне, состоявшемся 3—5 сентября 1985 г.

** Обогащение урана осуществляется при содержании ²³⁵U в отвалах 0,2 %.

шающей стадии замкнутого ЯТЦ весьма значительны и могут составить 70—85 % суммарных годовых затрат начальной стадии ЯТЦ (производство ядерного топлива). Эти затраты должны быть полностью или частично компенсированы стоимостью регенерируемого урана и плутония. По действующим в настоящее время соглашениям на Западе страна-переработчик отработавшего топлива принимает его от АЭС без цены, т. е. с нулевой стоимостью. Изменение цены на химическую переработку приведено на рис. 5.5.

Расчеты, проведенные NEA и доложенные в 1985 г. на симпозиуме Уранового института в Лондоне, показали, что стоимость извлекаемых при химической переработке регенерированного

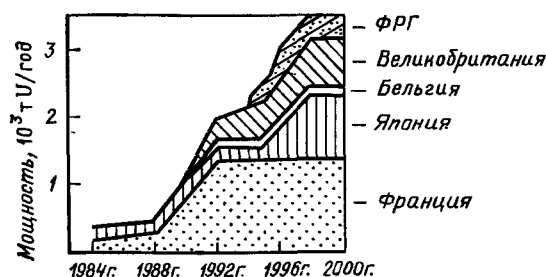


Рис. 5.4

Рис. 5.4. Прогнозируемые мощности заводов по химической переработке оксидного отработавшего ядерного топлива (по данным Уранового института в Лондоне)

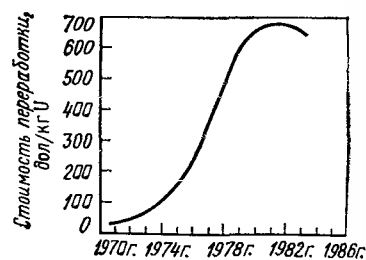


Рис. 5.5

Рис. 5.5. Цена химической переработки отработавшего ядерного топлива на французских заводах в постоянном стоимостном выражении (без учета инфляции)

Таблица 5.3. Удельные и суммарные годовые затраты в ЯТЦ реакторов PWR и BWR электрической мощностью 1285 МВт (нетто), вводимых в эксплуатацию до 1995 г. [по данным Агентства ядерной энергии (NEA) при ОЭСР*]

Стадия ЯТЦ	Удельные затраты, дол/кг	Ежегодная потребность для загрузки, т	Суммарные затраты, 10 ⁶ дол/год (%)	Примечание
Начальная стадия				
Добыча и производство природного урана	75—104	~139	14,15—19,96 (33,8—39,0)	Превышение цен на уран 0—4 % в год. Ежегодная загрузка обогащенного урана 31,1 т при $\bar{B}=33 \cdot 10^3$ МВт·сут/т и $\bar{\varphi}=0,7$. Выработка электроэнергии $7,86 \cdot 10^9$ кВт·ч/год
Производство UF ₆	3—8	~189	0,57—1,52 (1,6—3,0)	
Обогащение урана до $x=3,3$ % при $y=0,2$ %	110—150 (EPP/кг)	~155 000 (EPP)	17,05—23,25 (46,8—45,3)	
Изготовление топлива из обогащенного ($x=3,3$ %) урана	150—210	31,1	4,66—6,53 (12,8—12,7)	
Итого			36,43—51,26 (100—100)	
Завершающая стадия ЯТЦ**				
Транспортирование отработавшего топлива	28—47	30	0,84—1,41	В выгружаемых отходах ядерного топлива содержится ~1 т радиоактивных веществ. Еременное хранение 5—20 лет
Еременное хранение отработавшего топлива	90—200	30	2,70—6,00	
Замкнутый ЯТЦ				
Химическая переработка	550—750	30	16,50—22,50	Срок хранения до химической переработки 5 лет
Остекловывание РАО	100—200	30	3,00—6,00	
Удаление РАО	72—322	30	2,16—9,66	
Итого			25,20—44,57	
Незамкнутый ЯТЦ				
Кондиционирование отработавшего топлива	128—380	30	3,84—11,4	Удаление отработавшего топлива и РАО на 10—40 лет
Удаление отработавшего топлива в долговременное (на 40 лет) хранилище				
Итого			7,38—18,81	

* Данные представлены на 10-м ежегодном симпозиуме Уранового института стран ОЭСР в Лондоне, состоявшемся 3—5 сентября 1985 г.

** Удельные затраты на завершающей стадии ЯТЦ для единства экономических расчетов отнесены к 1 кг тяжелого металла, хотя при остекловывании РАО и удалении РАО имеют дело не с тяжелым металлом, а с радиоактивными отходами в различной форме. Для таких приведенных к 1 кг тяжелого металла расчетов составляются переводные нормативные таблицы. Суммарные затраты рассчитаны без учета потерь материалов в процессе производства.

урана и плутония не покрывает затрат на химическую переработку при существующих ценах, и, таким образом, топливная составляющая при незамкнутом ЯТЦ будет на 10 % ниже, чем при замкнутом с использованием реакторов PWR и BWR электрической мощностью 1285 МВт, вводимых в эксплуатацию в 1995 г.

Тем не менее при рецикле урана сохраняется главное преимущество замкнутого ЯТЦ — экономия (на ~20 %) расхода природного урана.

Пока практически не накоплено необходимых оснований для иного коммерческого подхода к переработке отработавшего ядер-

ного топлива. Французы принимают от других стран отработавшее ядерное топливо для переработки на своем заводе за плату по установленной ими цене за 1 кг тяжелого металла, соответствующей графику на рис. 5.5, с возвратом заказчику извлеченных полезных продуктов и высокоактивных отходов (ВАО) в концентрированной форме.

Капиталовложения в предприятия замкнутого ЯТЦ, отнесенные на 1 кВт установленной электрической мощности АЭС, по оценкам МАГАТЭ составляют не более 20—25 % удельных капитальных вложений в сооружение собственно АЭС. Это резко отличает ядерную энергетику от тепловой энергетики с более капиталоемкими предприятиями топливоснабжения, работающими на органическом топливе. Особенно велики здесь капитальные затраты на добычу и транспортирование топлива (угля, нефти, газа).

В структуре суммарных капитальных затрат на строительство предприятий замкнутого ЯТЦ 40—50 % падает на предприятия по добыче и производству природного урана, 20—25 % — на заводы по получению обогащенного урана, остальное — на радиохимическую переработку отработавшего топлива, изготовление свежего топлива для реакторов на тепловых нейтронах, удаление и захоронение РАО.

5.3. ДЛИТЕЛЬНОСТЬ ЯТЦ РЕАКТОРОВ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ. УДЕЛЬНЫЕ ЗАТРАТЫ НА ТОПЛИВО В ЯТЦ

ЯТЦ характеризуется полной длительностью цикла и отдельных его стадий. Полная длительность ЯТЦ $T_{\text{ятц}}$ — это время, необходимое для полного цикла обращения ядерного топлива в замкнутом ЯТЦ, т. е. от момента получения и передачи химического концентрата природного урана (или его регенерата) на заводы по фторированию и обогащению урана и до завершения радиохимической переработки отработавшего топлива и передачи регенерированных продуктов в рецикл:

$$T_{\text{ятц}} = T_{\text{фт}} + T_{\text{обог}} + T_{\text{конв}} + T_{\text{изг}} + T_{\text{скл}} + T_{\text{а.з}} + T_{\text{выд}} + T_{\text{тр.хр}} + T_{\text{рхз}} + T_{\text{фт.рег}}. \quad (5.2)$$

Здесь $T_{\text{фт}}$ — время фторирования; $T_{\text{обог}}$ — обогащения на раздельном заводе; $T_{\text{конв}}$ — конверсии гексафторида в UO_2 и другие соединения; $T_{\text{изг}}$ — изготовления твэлов и ТВС; $T_{\text{скл}}$ — комплектования свежих (необлученных) ТВС на складе АЭС; $T_{\text{а.з}}$ — пребывания ТВС в активной зоне реактора; $T_{\text{выд}}$ — пребывания отработавшего топлива в бассейне выдержки на АЭС; $T_{\text{тр.хр}}$ — транспортирования и временного хранения отработавших ТВС до химической переработки; $T_{\text{рхз}}$ — радиохимической переработки отработавшего топлива и РАО; $T_{\text{фт.рег}}$ — передачи регенерированного урана и плутония в рецикл (или на склад).

За исключением $T_{\text{а.з}}$, все перечисленные в формуле (5.2) временные показатели относятся к пребыванию топлива вне реактора и составляют общее время внешней части ЯТЦ, когда дорогостоящее ядерное топливо еще не работает в реакторе и его стоимость не переносится на выработанную энергию.

Отсюда следует необходимость максимально сокращать время внешней части ЯТЦ, ускорять циркуляцию топлива.

Полное время пребывания ядерного топлива на АЭС $T_{\text{АЭС}}$ является наибольшим в ядерно-топливном цикле:

$$T_{\text{АЭС}} = T_{\text{скл}} + T_{\text{загр}} + T_{\text{а.з}} + T_{\text{выгр}} + T_{\text{выд}}. \quad (5.3)$$

Здесь выделено время загрузки ($T_{\text{загр}}$) и выгрузки-перегрузки ($T_{\text{выгр}}$), когда реактор остановлен. В реакторах с непрерывной перегрузкой топлива «на ходу» это время не учитывается.

В реакторах ВВЭР, в которых ежегодно перегружается 1/3 ТВС активной зоны, общее календарное время пребывания топлива в реакторе составляет не менее 3 лет. Время получения и комплектования на складе АЭС свежего топлива, предназначенного для загрузки в активную зону, может составить 0,2—0,5 года, а для первой загрузки — более 1 года. Время на перегрузку остановленного реактора 20—35 сут; время нахождения в бассейне выдержки на АЭС от 3 до 5 лет. Всего $T_{\text{АЭС}}$ равно 6,5—9,0 лет.

Время, относящееся к стадиям ядерно-топливного цикла, протекающим вне территории АЭС (внешняя часть цикла), зависит от мощностей предприятий, среднегодового коэффициента их использования и ряда других условий. Минимальное суммарное время может не превысить 1 года. В странах ОЭСР в договорах АЭС с заводами на поставку свежего топлива указывается срок 20—26 мес.

Затраты на топливо для АЭС в ЯТЦ. Представляют интерес расчетные оценки удельных затрат на различных стадиях топливного цикла и топливной составляющей стоимости производства электроэнергии на АЭС, которые выполнены английской фирмой BNFL (British Nuclear Fuel Limited) для современных реакторов LWR. Эти оценки были доложены на ежегодной конференции Японского атомно-промышленного форума (табл. 5.4). Следует заметить, что удельные затраты (дол/кг) (по данным 1981 г.) на различных стадиях ЯТЦ подвержены изменениям из-за инфляции, колебаний курса американского доллара, а также влияния рыночной конъюнктуры. Однако относительная доля затрат по каждому переделу является более стабильной и характерной для современной ядерной энергетики развитых капиталистических стран, использующих на АЭС преимущественно водоохлаждаемые реакторы PWR и BWR.

По мнению японских специалистов, не учтенные в приведенной таблице затраты на захоронение радиоактивных отходов, а также на демонтаж АЭС могут повысить стоимость электроэнер-

Таблица 5.4. Составляющие затрат по ядерному топливу для АЭС по стадиям ЯТЦ (без рецикла регенерированных U и Pu)

Затраты на стадии ЯТЦ	Удельные затраты, дол/кг U	Топливная составляющая стоимости электроэнергии, цент/(кВт·ч)	Доля затрат в топливной составляющей, %
Добыча и производство урановых концентратов	55 дол/кг U ₃ O ₈	0,22	26
Производство UF ₆	7	0,02	2
Обогащение урана	139 дол ЕРР	0,29	35
Изготовление оксидного топлива	200	0,11	13
Переработка отработавшего топлива [включая хранение и транспортирование, но без учета цены регенерированного топлива (U и Pu)]	650	0,20	24
Отверждение и остекловывание (без затрат на захоронение)	110	0,04	4
Выплата неустоек по контрактам	7	-0,04	-4

гии на 0,4 цент/(кВт·ч) при цене электроэнергии АЭС, равной 4,2 цент/(кВт·ч) (цена указана по отчетным данным японских электроэнергетических фирм за 1980 г.).

По тем же данным за 1981 г. стоимость производства электроэнергии в Японии на вновь введенных в эксплуатацию электростанциях (при одинаковой мощности 500 МВт и $\varphi=70\%$) составила, цент/(кВт·ч):

АЭС	4,7—5,0
ТЭС:	
на угле	6,0—6,4
на газе	7,3—7,7
на нефти	8,2—8,6

Близкие к этим данным или их соотношениям оценки публикуются и в других странах, имеющих развитую ядерную энергетику с водоохлаждаемыми реакторами, что свидетельствует о несомненной экономической рентабельности и конкурентоспособности развивающейся ядерной энергетики.

5.4. НЕОБХОДИМОСТЬ ЗАМКНУТОГО ЯТЦ В ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Почему нужна химическая переработка отработавшего топлива реакторов на тепловых нейтронах? Одно из основных отличий «сжигания» ядерного топлива в реакторах от сжигания органического топлива в топках котлов состоит в том, что делению подвергается только небольшая часть — всего несколько процентов загруженного в активную зону обогащенного ядерного топлива. Например, в реакторе ВВЭР-1000 делится ~4,2 %, ВВЭР-440 ~3 %, БН-600 — примерно до 10 % тяжелых ядер. Но

Таблица 5.5. Содержание актиноидов, г/т, в отработавшем топливе легководных реакторов на тепловых нейтронах и реакторов-размножителей на быстрых нейтронах при большой глубине выгорания

Нуклид	Реактор на тепловых нейтронах, $33 \cdot 10^3$ МВт·сут/т	Реактор на быстрых нейтронах, $80 \cdot 10^3$ МВт·сут/т	Нуклид	Реактор на тепловых нейтронах, $33 \cdot 10^3$ МВт·сут/т	Реактор на быстрых нейтронах, $80 \cdot 10^3$ МВт·сут/т
²³⁵ U	8000	7000	²⁴² Pu	340	9020
²³⁶ U	4520	1000	²³⁷ Np	450	180
²³⁸ U	940 000	719 000	²⁴⁶ Am	50	1460
²³⁹ Pu	168	1840	²⁴³ Am	92	711
²⁴⁰ Pu	5300	117 000	²⁴² Cm	8	42,3
²⁴¹ Pu	2100	52 400	²⁴⁴ Cm	31	41,9
²⁴¹ Pu	1100	14 400			

Примечание. Расчетные данные получены из условий, что исходное обогащение топлива в реакторах на тепловых нейтронах равно 3,3%, средняя удельная мощность 30 кВт/кг, перегружается ежегодно 1/3 активной зоны. В реакторах на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем плутониевая активная зона содержит: ²³⁸Pu — 2,6 кг/т; ²³⁹Pu — 130 кг/т; ²⁴⁰Pu — 51,8 кг/т; ²⁴¹Pu — 26 кг/т; ²³⁵U — 10 кг/т; ²³⁸U — 780 кг/т, средняя удельная мощность 148 кВт/кг, 1/3 активной зоны перегружается через 153 сут.

если количество разделившегося топлива отнести к количеству природного урана, из которого приготовлен его концентрат — обогащенный уран, то окажется, что в реакторах ВВЭР и РБМК удалось разделить только 0,5—0,55 %, т. е. не более 5—5,5 кг из каждой тонны природного урана.

В выгруженном из реактора на тепловых нейтронах отработавшем топливе всегда останется некоторое количество неиспользованных делящихся ядер ²³⁵U, а также накопленного, но не успевшего разделиться нового топлива ²³⁹Pu и ²⁴¹Pu. В нем будет оставаться также свыше 97 % начальной массы воспроизводящего материала — ²³⁸U * (табл. 5.5).

В реакторах на быстрых нейтронах, активная зона которых загружается обогащенным до 20—25 % урановым или уран-плутониевым топливом (15—20 % Pu), даже при очень глубоком выгорании (до 10 % ядер тяжелых атомов) выгруженное из активной зоны отработавшее топливо будет содержать до 50 % первоначально загруженных делящихся ядер. Этот ценнейший топливный материал после очистки от продуктов деления необходимо вернуть в топливный цикл. Вместе с тем из отработавшего топлива при его переработке могут быть извлечены наряду с плу-

* Количество делящихся ядер в плано-выгружаемом из реактора топливе определяется из условия, что перед перегрузкой в активной зоне должен сохраняться предельно низкий запас надкритичности, используя который, реактор может еще продолжать короткий период работать, но только на сниженной мощности, меньшей номинальной. Использование *мощностного эффекта реактивности* позволяет несколько увеличить глубину выгорания топлива за счет работы на постепенно снижающейся мощности, т. е. при неуклонно уменьшающемся нейтронном потоке. Экономичность такого режима эксплуатации реактора определяется конкретными условиями.

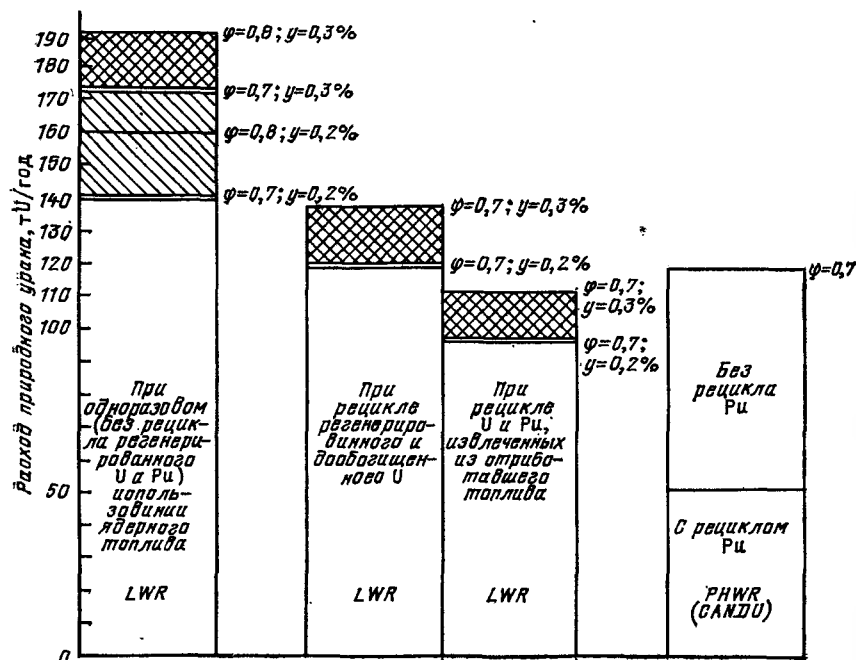


Рис. 5.6. Среднегодовые потребности в природном уране АЭС с водоохлаждаемыми реакторами PWR и BWR электрической мощностью 1000 МВт при различных циклах использования топлива в зависимости от среднегодового коэффициента нагрузки (ϕ) и содержания ^{235}U в отвалах разделительных заводов y при начальном обогащении $x=3\%$, средней глубине выгорания $B=30 \cdot 10^3$ МВт/сут/т, КПД (нетто) использования тепла $\eta_{\text{нетто}}=0,32$. Для загрузки PHWR (CANDU) применяется необогащенный природный уран с выгоранием ^{235}U до 0,35 %

тонием ценные радиоактивные нуклиды и трансурановые элементы, например нептуний, америций, кюрий и др.

На рис. 5.6 показано возможное снижение ежегодной потребности в природном уране для обеспечения перегрузки свежим слабообогащенным топливом реакторов на тепловых нейтронах PWR и BWR электрической мощностью 1000 МВт при различных циклах использования ядерного топлива: одноразовом (без химической регенерации), при возврате в топливный цикл только регенерированного урана, при возврате в цикл (рецикле) невыгоревшего урана и накопленного вторичного топлива — плутония.

Количество регенерированного урана, т, который может быть возвращен в ЯТЦ, с учетом потерь при извлечении из растворов при химической переработке, очистке от примесей, фторировании и дообогащении до x_n , может быть определено по следующей формуле [с учетом формулы (7.4)]:

$$G_{x_n}^{\text{рег}} = G_{x_k} \frac{x_n - y}{x_k - y} (1 - E_{\text{ц}}) = G_{x_k} / f_{\text{расх}}^{\text{рег}}, \quad (5.4)$$

где $G_{x_k} = G_x (1 - \alpha^* - z^*)$ — количество урана, имеющего обогащение x_k , подвергшегося регенерации и возвращенного в цикл, т; x_n — начальное обогащение регенерированного урана до его рецикла; y — содержание ^{235}U в отвале при дообогащении регенерированного урана ($y=0,1 \div 0,2\%$); $E_{\text{ц}}$ — доля безвозвратных потерь регенерируемого урана в ЯТЦ ($E_{\text{ц}}=0,02 \div 0,05$); α^* — массовая доля разделившихся изотопов урана и плутония в 1 т начальной урановой загрузки активной зоны; z^* — массовая доля накопленных в отработавшем топливе изотопов плутония (отношенная к 1 т начальной урановой загрузки); $f_{\text{расх}}^{\text{рег}}$ — коэффициент

расхода регенерированного урана при получении из него обогащенного урана для рецикла с учетом потерь.

Количественную оценку доли рециклованного урана в снижении расхода природного топлива дает коэффициент возврата в цикл:

$$\text{КВЦ} = 1 / f_{\text{расх}}^{\text{рег}}. \quad (5.5)$$

Расчеты показывают, что для реактора ВВЭР-1000 КВЦ $= 0,24 \div 0,22$, т. е. рецикл $\text{U}^{\text{рег}}$ позволяет снизить расход природного урана на 24—22 %, рецикл Pu — еще на 12—15 %.

Необходимость химической переработки отработавшего топлива диктуется не только экономической выгодой извлечения ценных продуктов. Дохода может и не быть. Но рано или поздно подвергать химической переработке отработавшее топливо необходимо, исходя из соображений наиболее полного и экономного использования ресурсов урана и обеспечения ядерной и радиационной безопасности и охраны окружающей среды.

При неготовности или отсутствии необходимых мощностей радиохимических заводов считается возможным обеспечить длительное хранение (10—40 лет) отработавшего топлива в бассейнах выдержки на АЭС, в специальных хранилищах, в сухих контейнерах.

Проблема химической переработки отработавшего ядерного топлива в последние годы неожиданно получила и политический аспект.

В 1977 г. президентом США был представлен Конгрессу национальный план развития энергетики США. В этом плане наряду с вопросами повышения эффективности использования энергии и более полного использования традиционных видов топлива предусматривалось строительство реакторов PWR и BWR с одноразовым незамкнутым ЯТЦ, т. е. без переработки отработавшего топлива. Конгрессом было также отложено на неопределенный срок строительство промышленных реакторов-размножителей на быстрых нейтронах, рассчитанных на применение уран-плутониевого топлива. Оба мероприятия, по мысли их авторов, должны исключить накопление плутония, выделяемого из отработавшего топлива при радиохимической переработке, и использование его при производстве топлива, что снизит потенциальную опасность хищения плутония и распростра-

нения на его основе ядерного оружия. Эти решения подкреплялись и экономическими соображениями — малой рентабельностью химической переработки отработавшего топлива и возможностью обойтись без рецикла U и Pu в ближайшие 20—30 лет.

В отношении химической переработки и регенерации отработавшего ядерного топлива Министерство энергетики США в октябре 1977 г. сообщило, что Федеральное правительство предлагает принимать и брать под свою ответственность использованное и отработавшее топливо ядерных реакторов от фирм, производящих энергию, взимая единовременную плату за хранение, которая по предварительной оценке увеличит себестоимость электроэнергии на АЭС не более чем на ~2,5 %. С этой целью в США создаются централизованные долгосрочные государственные хранилища, где отработавшее топливо будет находиться неопределенный срок.

Предложенная США политика в отношении дальнейшего развития топливного цикла ядерной энергетики не встретила поддержки со стороны других индустриальных стран и подвергалась критике в самих США. Спустя 5 лет (в 1982 г.) запрет на химическую переработку отработавшего топлива АЭС в США был отменен, но, как видно из табл. 5.2, и в 1995 г. ввод мощностей радиохимических заводов в США не предвидится.

В 1977 г. МАГАТЭ было создано несколько международных рабочих групп экспертов, которым было поручено в течение двух лет (до 1980 г.) проанализировать все проблемы ЯТЦ и рассмотреть все аспекты обеспечения безопасности окружающей среды и гарантий по нераспространению ядерного оружия.

В результате всестороннего изучения проблемы ЯТЦ эксперты МАГАТЭ пришли к следующим основным выводам:

1) технология химической переработки отработавшего ядерного топлива достаточно изучена и в основном уже подготовлена к широкому промышленному применению;

2) рецикл регенерированного урана и плутония существенно снижает потребность в природном уране (на ~20 %) и в мощностях разделительных заводов (на ~15 %) и может быть экономически оправдан;

3) сооружение долговременных хранилищ и содержание в них отработавшего топлива в течение 10—20 лет и более, как показали расчеты, вызовет затраты, сравнимые с затратами на химическую регенерацию, концентрирование и удаление отходов. При столь длительном пребывании отработавшего топлива в бассейнах-хранилищах не все твэлы смогут сохранить герметичность и целостность;

4) концентрирование и капсулирование радиоактивных отходов после регенерации ядерного топлива позволяют наиболее экономично обеспечить их удаление и надежное безопасное захоронение навечно в соответствующие геологические формации;

5) в условиях строжайшего государственного, а для неядерных стран и международного (по линии МАГАТЭ, ООН) контроля, а также применения соответствующей технологии можно полностью и совершенно надежно исключить возможность хищения плутония или использования его в военных целях;

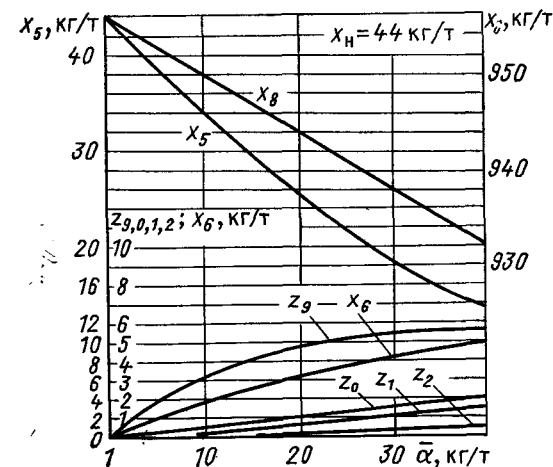
6) поскольку отсутствуют другие практические способы превращения ^{238}U и ^{232}Th в ядерное топливо, кроме расширенного воспроизводства в реакторах на быстрых нейтронах, использующих уран-плутониевый или уран-ториевый цикл (в этом цикле эффективны и промежуточные нейтроны), то нецелесообразно задерживать или тормозить процесс промышленного освоения этого стратегического направления ядерной энергетики, умножающего в десятки раз ресурсы ядерного топлива и обеспечивающего в перспективе независимость стран от импорта урана. Предпочтительнее, отдаваемое уран-ториевому циклу перед уран-плутониевым, в принципе не решает задачу по предотвращению опасности военного использования делящихся материалов (в данном случае ^{233}U).

5.5. ИЗМЕНЕНИЕ НУКЛИДНОГО СОСТАВА УРАНОВОГО ТОПЛИВА В ПРОЦЕССЕ ЕГО ВЫГОРАНИЯ. ВОСПРОИЗВОДСТВО, РАСХОДОВАНИЕ И НАКОПЛЕНИЕ ПЛУТОНИЯ В РЕАКТОРЕ

В процессе выгорания ядерного (уранового) топлива (в результате ядерных реакций) происходят значительные изменения его нуклидного состава. На рис. 5.7 приведен типичный график этого процесса применительно к проектным условиям активной зоны реактора ВВЭР-1000 при начальном обогащении $x=4,4\%$ (44 кг/т) и средней проектной глубине выгорания топлива $\bar{a}=40 \cdot 10^3$ МВт·сут/т (или $\bar{a}=42$ кг/т), а на рис. 5.8 — расчетный график изменения нуклидного состава топлива при $x=2\%$ и $\bar{a}=20 \cdot 10^3$ МВт·сут/т в активной зоне реактора РБМК-1000. Видно, что по мере выгорания ^{235}U в результате радиационного захвата нейтронов ядрами ^{238}U возникают и накапливаются делящиеся изотопы плутония ^{239}Pu , ^{241}Pu и неделящиеся изотопы

Рис. 5.7. График изменения нуклидного состава обогащенного уранового топлива в водо-водяном реакторе при глубине выгорания до $40 \cdot 10^3$ МВт·сут/т:

x_5 , x_6 , x_8 — концентрация ^{235}U , ^{236}U и ^{238}U в топливе; z , z_0 , z_1 , z_2 — концентрация ^{239}Pu , ^{240}Pu , ^{241}Pu , ^{242}Pu в топливе; x_n — начальное обогащение топлива; $\bar{a}$ — средняя глубина выгорания



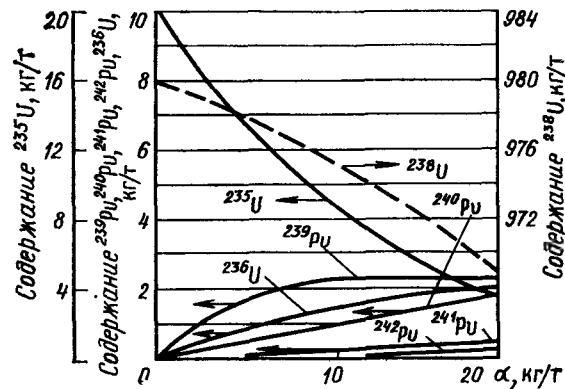


Рис. 5.8. Изменение нуклидного состава оксидного уранового топлива в водографитовом кипящем канальном реакторе на тепловых нейтронах ($x=2\%$) в зависимости от средней глубины выгорания α

^{240}Pu , ^{242}Pu , а также ^{236}U . В топливе происходят, кроме того, процессы образования и распада других трансурановых и транс-плутониевых элементов (рис. 5.9), количество которых относительно мало и в экономических расчетах не учитывается.

На рис. 5.10 приведена зависимость изменения нуклидного состава в урановом топливе реактора PWR, имеющем начальное обогащение 3,44 %, от флюенса нейтронов.

В § 4.3 приведена расчетная оценка вклада делящихся изотопов плутония (^{239}Pu и ^{241}Pu) в суммарную энерговыработку ядерного реактора ВВЭР-1000, составившая более 33 %. Этот процесс имеет место и в других реакторах на тепловых нейтронах. Вклад плутония в деление и в энерговыработку тем больше, чем выше коэффициент воспроизводства (КВ) плутония и чем больше средняя глубина выгорания топлива.

При химической переработке отработавшего топлива изотопы плутония могут быть извлечены и использованы для изготовления нового уран-плутониевого топлива. В такой смешанный по нуклидному составу вид топлива в процессе выгорания переходит, по существу, все урановое топливо (обогащенный уран), загруженное в реактор.

Воспроизводство делящихся нуклидов в ядерном реакторе характеризуется коэффициентом воспроизводства (КВ), который определяется как отношение количества вновь образующихся делящихся нуклидов к количеству разделившихся. В процессе выгорания ядерного топлива значение КВ меняется, поэтому различают дифференциальный и интегральный КВ. Дифференциальный КВ — это отношение скорости образования делящихся нуклидов к скорости их убыли за определенный момент времени. Интегральный КВ — усредненный за определенный отрезок времени (например, за период эффективной кампании топлива) коэффициент воспроизводства делящихся нуклидов, учитывающий все сопровождающие этот процесс ядерные реакции, включая де-

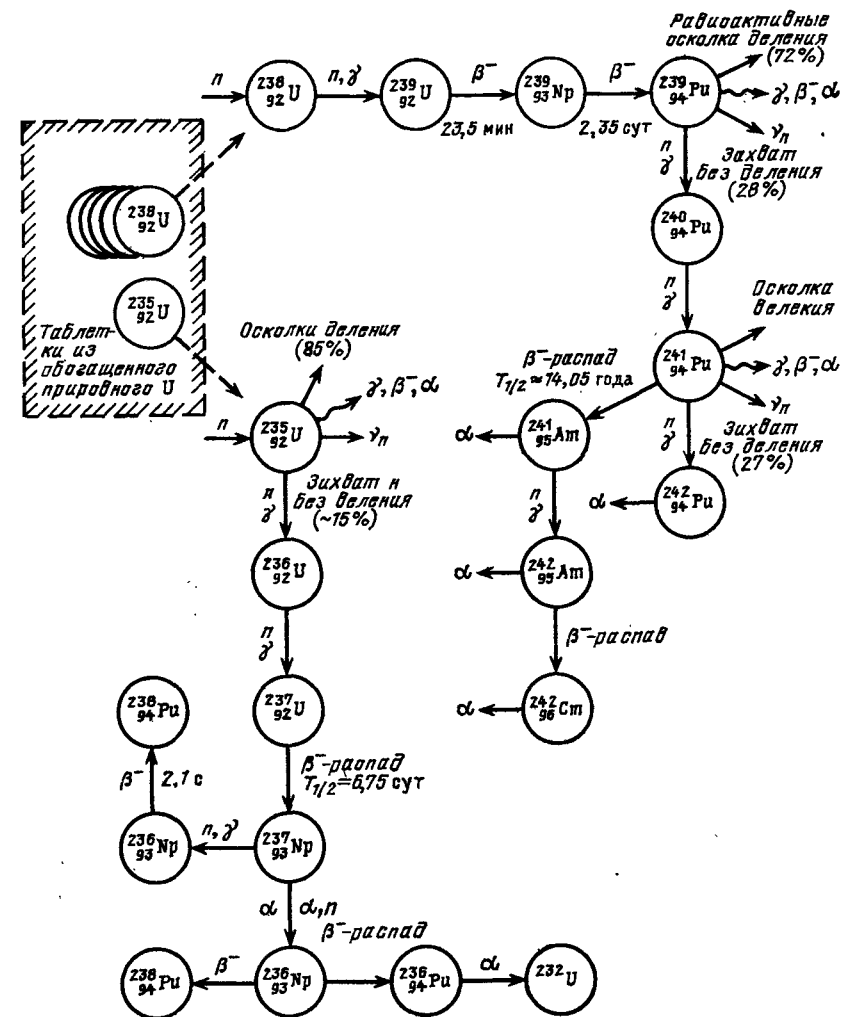


Рис. 5.9. Схема цепочек деления и ядерных превращений урана и плутония под действием тепловых нейтронов в активной зоне ядерного реактора, загруженного урановым топливом

ление части образовавшегося ^{239}Pu , его превращение в более тяжелый нуклид ^{240}Pu , образование из ^{240}Pu делящегося ^{241}Pu , а из него неделящегося ^{242}Pu и другие реакции.

Существенное значение для технических и экономических расчетов и оценок в ядерной энергетике имеет величина накопления в отработавшем топливе изотопов плутония. Они после извлечения из отработавшего топлива при химической переработке также являются товарной продукцией АЭС.

Таблица 5.6. Выгорание топлива* и накопление плутония в реакторах на тепловых нейтронах

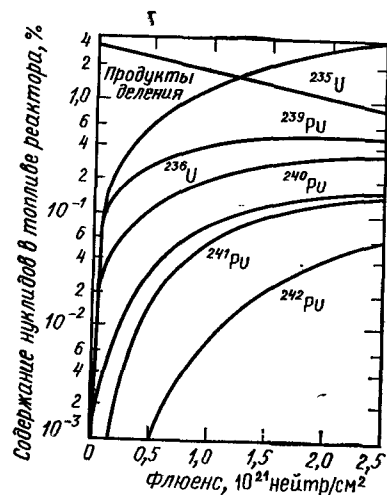
Реактор	Средняя глубина выгорания топлива, кг/т	Содержание ^{235}U , кг/т		Содержание накопленных изотопов плутония, кг/т		Коэффициент накопления плутония КН в отработавшем топливе
		$x_{\text{н}}$	$x_{\text{к}}$	всех	делящихся	
PWR	30—33	33	8—11	10—10,5	7,2—7,4	0,20—0,24
ВВЭР	42—43	44	12	10,5	7,4—7,1	0,17—0,18
Тяжеловодный (типа CANDU)	9—10*	7,1	4	4,4	3,2	0,32—0,36
Высокотемпературный газографитовый	60	52	10	8,7	5,8	0,10

* Екcluding убыль ^{235}U за счет превращения в ^{236}U без деления.

Отношение массы z^* всех или только делящихся тепловыми нейтронами z изотопов накопленного в отработавшем топливе плутония к массе $\bar{a}$ разделившихся ядер, содержащихся в 1 т отработавшего топлива, принято называть *коэффициентом накопления плутония КН*:

$$\text{КН} = z/\bar{a}; \text{КН}^* = z^*/\bar{a}. \quad (5.6)$$

Для ориентировочного расчета КН можно использовать графики изменения нуклидного состава топлива (см. рис. 5.7 и 5.8), построенные на основе ядерно-физических расчетов. Увеличение средней глубины выгорания $\bar{B}$ сопровождается (табл. 5.6) уменьшением количества плутония в отработавшем топливе, но увеличением его доли в общей энерговыработке реактора. Эта доля тем выше, чем больше значение интегрального КВ.



5.6. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РЕАКТОРАХ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Эффективность использования ядерного топлива на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах характеризуется главным показателем — среднегодовой удельной энерговыработкой на 1 т (1 кг) загруженного и отработавшего в реакторе топлива, т. е. средней глубиной выгорания $\bar{B}$.

Как энергетический аппарат ядерный реактор является лишь генератором тепловой энергии определенных параметров, получаемой за счет деления ядер атомов урана и плутония. Эффективность преобразования этой тепловой энергии на АЭС в электрическую определяется выбором параметров, совершенством теплогидравлической и электрической схем АЭС, техническим совершенством и надежностью ее оборудования, средств управления и контроля и пр.

Обычно при проектировании и сооружении каждой новой АЭС задается выработка электроэнергии за год W , которая должна быть отпущена в энергосеть. Определяются мощности, количество и тип блоков, коэффициент среднегодовой нагрузки ϕ . При этом исходят из того, чтобы в проекте АЭС предусматривались высокий уровень унификации, применение максимально отработанного типового оборудования, проверенных на практике эффективных схем. Все это относится к серийному строительству определенных типов унифицированных АЭС. Однако на практике эксплуатационные показатели отдельных блоков и АЭС в целом сильно различаются и необходимы сравнения по удельным показателям, что особенно важно в отношении расхода ядерного топлива на единицу товарной продукции АЭС, т. е. энергии, отпущенной в сеть.

Потребность в уране при стационарном режиме эксплуатации реактора рассмотрена в § 4.3 [формула (4.2)]. Годовой расход G_x , т/год, урана, имеющего начальное обогащение x , обратно пропорционален средней глубине выгорания $\bar{B}$ и коэффициенту полезного преобразования выработанной в реакторе тепловой энергии в электрическую $\eta_{\text{нет}}$:

$$G_x = W/(\bar{B}\eta_{\text{нет}}), \quad (5.7)$$

где

$$W = N_s \phi_p (1 - k_{\text{сн}}) 365 \phi \cdot 24 \cdot 10^3 \quad (5.8)$$

— отпущенная в сеть электроэнергия, кВт·ч.

Для сравнения работы отдельных блоков и в целом АЭС, а также АЭС различного типа необходимо определить удельный расход обогащенного ядерного топлива g_x , г/(кВт·ч), отнесенный на 1 кВт·ч электроэнергии (нетто), отпущенной в сеть:

$$g_x = G_x/W = 1/(\bar{B}\eta_{\text{нет}}). \quad (5.9)$$

Удельный расход природного урана g_{c_0} , г/(кВт·ч), на производство отпущенного в сеть 1 кВт·ч электроэнергии

$$g_{c_0} = g_x f_0 = g_x \frac{x - y}{c_0 - y}, \quad (5.10)$$

где f_0 — коэффициент расхода природного урана (см. с. 207).

Принимая $\eta_{\text{нет}} = 0,32$ для различных значений средней глубины выгорания, получаем при незамкнутом ЯТЦ удельный расход ядерного топлива, приведенный в табл. 5.7.

Рис. 5.10. Зависимость нуклидного состава облученного уранового топлива от флюенса тепловых нейтронов

Таблица 5.7. Удельный расход ядерного топлива на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах при различной средней глубине выгорания, отнесенный на 1 кВт·ч электроэнергии, отпущенной в сеть

$\bar{B}$, 10 ³ МВт·сут/т	x , %	y , %	f_0	$n_{\text{ЕРР}}$ $\frac{\text{кг}}{\text{кгU}_x}$	g_x , г/(кВт·ч)	g_{c_0} , г/(кВт·ч)
20	2	0,2	3,53	2,18	0,00650	0,0229
30	3,5	0,2	6,46	5,41	0,00434	0,0280
40	4,4	0,2	8,23	7,46	0,00325	0,0267

Из таблицы видно, что удельный расход на единицу производимой энергии у обогащенного урана тем ниже, чем выше средняя глубина выгорания, тем самым и производственных мощностей по изготовлению свежего топлива, транспортированию и переработке отработавшего ядерного топлива потребуются соответственно меньше, чем при низкой глубине выгорания. Увеличивается лишь разделительная работа $n_{\text{ЕРР}}$, поскольку возрастает обогащение урана. Что касается некоторого увеличения расхода природного урана на 1 кВт·ч, то положение становится иным, если учесть рецикл урана, извлеченного из отработавшего топлива при его химической переработке. Для топлива реактора ВВЭР с $\bar{B}=40 \cdot 10^3$ МВт·сут/т регенерированный уран будет содержать $\sim 1,2\%$ ^{235}U . В переводе на природный уран при рецикле это будет означать (с учетом потерь) снижение расхода природного урана на 20—24 %. Таким образом, при увеличении $\bar{B}$ расход природного урана в системе ядерного топливоснабжения не увеличивается, а уменьшается.

Необходимо отметить различие в определениях расходов на единицу производимой энергии для ядерного и органического топлива. В случае органического топлива речь идет о полном его сжигании. Расход же ядерного топлива изменением массы определить нельзя — масса отработавшего топлива практически равна массе свежего.

Таким образом, расход ядерного топлива рассчитывается как разность между загруженным в реактор и выгруженным из него количеством делящихся нуклидов. Специфика такого определения состоит в том, что учитывается величина КВ, т. е. возможно образование новых делящихся нуклидов и их частичное расходование (выгорание) в процессе работы реактора. Поэтому в ядерной энергетике показательнее было бы пользоваться обратной величиной удельного расхода, а именно удельной энергией $\bar{e}$, кВт·ч/г, т. е. количеством выработанной электроэнергии на единицу массы израсходованных делящихся нуклидов, содержащихся в начальной топливной загрузке. Количество выработанной энергии определяется массой разделившихся ядер.

Чем выше значение удельной энергии, тем лучше реактор, тем меньше сжигается заложенного в активную зону делящегося ядерного топлива, при этом количество сожженного топлива характеризует режим эксплуатации реактора, коэффициент воспроизводства плутония, правильность выбранной и используемой системы компенсации реактивности. В современных реакторах запас реактивно-

Таблица 5.8. Изменение нуклидного состава топлива реактора ВВЭР-440 по мере его выгорания и относительной средней удельной энергии

Состав делящихся нуклидов в активной зоне реактора	Количество накопленных продуктов деления, кг/т							
	0	5	10	15	20	25	30	35
^{235}U	36,0	30,8	26,2	22,2	18,7	17,5	12,9	10,6
^{239}Pu	0,0	2,3	3,9	5,0	5,6	6,0	6,3	6,4
^{241}Pu	0,0	0,05	0,20	0,44	0,70	0,98	1,20	1,92
Относительная средняя удельная энергия	1,61	1,65	1,70	1,75	1,80	1,86	1,92	1,98

сти создается введением и извлечением различных поглотителей нейтронов: нейтральных (обычно это бор), полезных выгорающих, таких, как ^{238}U или ^{232}Th , а также подпиткой свежим делящимся нуклидом. Используются эти поглотители и вместе в определенной последовательности их действия.

Расчеты * показывают, что с увеличением глубины выгорания растет воспроизводство, деление и накопление в активной зоне делящихся изотопов плутония, при этом удельная энергия, отнесенная к расходу делящихся ядер, содержащихся в начальной загрузке активной зоны, увеличивается (табл. 5.8).

5.7. ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА НА АЭС С РЕАКТОРАМИ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Существенное повышение эффективности использования ядерного топлива уже в ближайшее время возможно путем увеличения его средней глубины выгорания. В капиталистических странах, развивающих ядерную энергетику, предполагается достичь в реакторах LWR значения $\bar{B}=(40 \div 50) \cdot 10^3$ МВт·сут/т U_x . Проведенный фирмой APAS по заданию Министерства энергетики США экономический анализ такого увеличения средней глубины выгорания на АЭС с реакторами LWR показал (рис. 5.11) значительную экономию затрат в ЯТЦ при увеличении глубины выгорания до приведенных выше значений, что может быть выполнено при условии обеспечения достигнутого к настоящему времени уровня надежности твэлов.

В советских реакторах ВВЭР-1000 была спроектирована и ныне практически достигается средняя глубина выгорания топлива $\bar{B}=40 \cdot 10^3$ МВт·сут/т U_x при 3-годовой кампании.

Большой эффект по снижению расхода природного урана можно получить, увеличив коэффициент воспроизводства плутония из ^{238}U в активных зонах реакторов ВВЭР, PWR, и тем самым увеличить долю Pu в энерговыработке на АЭС. С этой целью разрабатывается ряд мероприятий.

* Удельная энергия, выделяемая в энергетических реакторах/ Т. С. Зарицкая, Г. В. Киселев, А. П. Рудик, Э. М. Центр. Препринт ИТЭФ, № 57. 1986.

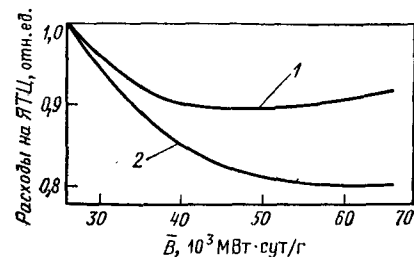


Рис. 5.11. Снижение затрат в топливном цикле с ростом глубины выгорания в реакторах LWR без учета инфляции (по американским оценкам): 1 — разность расходов на регенерацию и кредитов на уран и плутоний равна нулю; 2 — разность расходов на регенерацию и кредитов на уран и плутоний равна 250 дол/кг U

1. Переход на более плотную компоновку твэлов в активной зоне реактора ВВЭР (так называемые тесные или обезвоженные решетки), что связано с уменьшением в 1,5—2 раза отношения массы воды к массе топлива по сравнению с применяемой компоновкой твэлов, при этом возможен переход на работу с управляемым сдвигом спектра энергии тепловых нейтронов в область промежуточных нейтронов путем соответствующих операций по управлению стержнями СУЗ и изменения отношения массы воды к массе топлива, что улучшает физику реактора. Ожидается, что таким образом можно увеличить в реакторе ВВЭР КВ до 0,75—0,8 вместо 0,55—0,6 и среднюю глубину выгорания до $(40—50) \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{сут/г}$.

2. Введение урановых бланкетов — аксиальных зон воспроизводства. В верхней и нижней частях топливного сердечника каждого твэла на длине 12—15 см вводятся экраны из диоксида природного урана, снижающие аксиальную утечку нейтронов; часть нейтронов при этом захватывается ядрами урана, увеличивая КВ активной зоны. По расчетам этим достигается экономия расхода урана и разделительной работы на 3 и 2,8 % соответственно (за счет уменьшения начального обогащения урана).

3. Увеличение времени между перегрузками топлива в реакторах LWR до 18 мес в целях снижения затрат в ЯТЦ.

4. Замена UO_2 урановым топливом повышенной плотности (16—17 вместо 9,4—9,6 г/см³), что приводит к существенному увеличению КВ плутония, экономии природного урана за счет снижения обогащения топлива и сокращения потерь нейтронов (захват кислородом). Более плотное топливо может быть создано на основе металлического урана, легированного кремнием, цирконием и другими элементами*.

5. Совершенствование конструкции твэлов и ТВС: увеличение объема газосборника в твэлах для снижения давления накапливаемых газообразных продуктов деления; защитное покрытие внутренней поверхности оболочки твэла металлическим цирконием или графитом; термическая обработка циркониевой трубы для снижения радиационной ползучести и охрупчивания металла;

использование выгорающих поглотителей (гадолиний, кадмий); введение втулочной формы таблеток, графитовых покрытий их внутренней поверхности; применение гранулированного топлива; некоторое увеличение толщины стенки трубки-оболочки твэла и т. п.

5.8. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛУТОНИЯ В РЕАКТОРАХ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Вклад в энерговыработку делящихся тепловыми нейтронами изотопов плутония ^{239}Pu и ^{241}Pu тем больше, чем выше глубина выгорания (см. § 4.3). При $B=40 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{сут/г}$ (для ВВЭР-1000), как показывают расчеты, вклад разделившихся ядер плутония (16,2 кг/т) в энерговыработку составит около 34 %. Из этого следует, что к концу кампании топлива в активной зоне реактора фактически содержится смешанное уран-плутониевое топливо. В отработавшем (выгруженном из реактора) топливе будут накоплены не успевшие подвергнуться делению изотопы плутония: ^{239}Pu и ^{241}Pu , их останется около 7,4 кг/т, или ~30 % образовавшихся в реакторе за кампанию топлива делящихся изотопов плутония. Кроме того, в отработавшем ядерном топливе присутствуют и неделящиеся изотопы ^{240}Pu и ^{242}Pu (~2,7 кг/т). В сумме в 1 т отработавшего топлива будет содержаться около 10 кг всех изотопов плутония. При радиохимической переработке отработавшего ядерного топлива извлекается очищенный от радиоактивных продуктов деления, продуктов их распада и других примесей почти весь накопленный в твэлах плутоний, остаток неразделившегося ^{235}U и основная масса ^{238}U . В регенерированном уране будет содержаться некоторое количество неделящегося ^{236}U (около 15—17 % разделившегося ^{235}U).

Для рецикла урана, т. е. для повторного его использования в реакторе, в ряде случаев требуется дообогащение регенерированного урана, сопровождаемое разбавлением (смешиванием с природным ураном) в целях снижения высокого удельного содержания ^{236}U и весьма радиоактивного ^{232}U .

Рецикл накопленного плутония можно осуществлять путем его добавки (вместо ^{235}U) в урановое топливо, т. е. в природный слабообогащенный или обедненный (отвалый) уран для всей активной зоны или части (что не вызывает конструкционных переделок). До сих пор общепризнано, что такое смешанное уран-плутониевое топливо наиболее экономически целесообразно использовать для активных зон реакторов-размножителей на быстрых нейтронах, где неделящиеся изотопы плутония будут полезно использованы и где можно достичь высокого значения КВ (в активной зоне $\text{КВ} \approx 1$). Однако с конца 70-х годов ранее прогнозируемое развитие реакторов на быстрых нейтронах в мировой ядерной энергетике по ряду причин затормозилось прежде всего вследствие недостаточных запасов относительно недорогого природного урана для ядерного топливообеспечения на ближайшие 15—25 лет. К этому добавились замедленный темп развития ядерной энергетики в промышленно развитых капиталистических странах и выявившаяся неконкурентоспособность первых крупных АЭС с реакторами на быстрых нейтронах по сравнению с АЭС с реакторами на тепловых

* Левица И. К., Сидоренко В. П. Некоторые нейтроно-физические аспекты улучшения использования топлива в реакторах ВВЭР и РБМК// Атомная энергия. 1986. Т. 60, вып. 4. С. 2—6.

нейтронах из-за увеличения в 2—2,5 раза стоимости производимой энергии и больших (в 1,5—2 раза) удельных капитальных затрат. К этому нужно добавить неотработанность экономической промышленной технологии химической переработки облученного смешанного топлива реакторов на быстрых нейтронах и его рефабрикации.

В то же время успешная эксплуатация действующих радиохимических заводов (прежде всего французского комплекса на мысе Аг, английского завода в Уиндсейле и др.) показала эффективность регенерации отработавшего ядерного топлива АЭС с реакторами на тепловых нейтронах. В результате химической переработки уже накоплены и продолжают накапливаться значительные количества плутония. Только во Франции к 1995 г. будет храниться свыше 60 т извлеченного из отработавшего топлива плутония. Из этого количества до 2000 г. только 20—30 % может быть использовано для загрузки в реакторы на быстрых нейтронах. В целях экономного использования этих ресурсов в ряде стран с развитой ядерной энергетикой (Франция, Бельгия, Япония) разрабатываются экспериментальные исследования и разработки по применению смешанного уран-плутониевого топлива в реакторах PWR.

Франция и Бельгия в 1984 г. создали специальную кампанию Comptax для рекламы и стимулирования сбыта ТВС из смешанного диоксида и запланировали сооружение специального завода для производства такого топлива.

По оценкам французских специалистов стоимость изготовления ТВС из смешанного диоксида для реактора PWR будет значительно выше (в 3—5 раз), чем стоимость изготовления стандартных ТВС с обогащенным ураном. Однако при этом суммарные затраты, отнесенные на 1 кг смешанного топлива, будут существенно меньше, чем топлива на обогащенном уране. Это видно из табл. 5.9. Здесь не указана стоимость плутония. С учетом оплаты кредита.

Таблица 5.9. Сравнительная стоимость затрат, отнесенная к 1 кг топлива (обогащенный уран с $x=3,25\%$, смешанное уран-плутониевое с $x=4,5\%$) при изготовлении ТВС для PWR мощностью 900 МВт (эл.)

Вид затрат (цена)	Стоимость затрат в случае уранового топлива, U дол/кг	Стоимость затрат в случае смешанного топлива, дол/кг тяж. металла
Природный уран (75 дол/кг U_3O_8) при $f_0=5,8$ кг/кг U	474,3	75,7
Конверсия в UF_6 (6 дол/кг U)	35,8	6,8
Обогащение урана (105 дол/ЕРР)	510,3	—
Изготовление твэлов и ТВС	158,9	794,5* 476,7**
Итого	1200	~877* ~560**

* Стоимость изготовления ТВС из смешанного топлива принята в 5 раз больше, чем из природного обогащенного урана.

** Стоимость изготовления ТВС из смешанного топлива и природного обогащенного урана различаются в 3 раза.

за регенерированный уран и плутоний суммарная экономия в топливном цикле смешанного топлива, вероятно, составит около 9—12 %.

По оценкам французских специалистов (фирма EDF) использование смешанного топлива позволит после 1995 г. на 15 % сократить расход природного урана и даст экономию в несколько миллионов франков. Безусловно, экономия уранового топлива будет более значительной, если смешанное топливо будет использовано только в реакторах-размножителях, мощности которых должны быть достаточны, чтобы регенерированный плутоний не оседал на складах. Целесообразно использовать плутоний для смешанного топлива без промедления, сразу после его извлечения, потому что ^{241}Pu спонтанно распадается с периодом 14,4 лет и переходит в γ -активный ^{241}Am , что усложняет и удорожает обращение с ним и требует дистанционно управляемой технологии в условиях обеспеченной биологической защиты.

После химической переработки отработавшего смешанного топлива в связи с его сложным нуклидным составом, ухудшающим эксплуатационные параметры, регенерированный плутоний второго поколения целесообразно использовать только для загрузки в реакторы на быстрых нейтронах. По расчетам английской фирмы BNFL решение накапливать и хранить плутоний для дальнейшего использования в таких реакторах может быть оправдано, если регенерированный плутоний будет стоить более 75 дол. за 1 г.

5.9. НАКОПЛЕНИЕ ^{236}U И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА ЭКОНОМИКУ ЯТЦ

Рассматривая ресурсы природного урана, экономику ЯТЦ и материальный баланс ^{235}U в ядерном топливе, необходимо учитывать необратимые потери ^{235}U в реакторах, вызванные захватом им нейтронов без деления. Действительно, в активных зонах реакторов, работающих на урановом топливе, не все ядра ^{235}U делятся. Существенная часть ^{235}U не делится, а превращается в результате радиационного захвата нейтронов в искусственный неделящийся радиоактивный изотоп ^{236}U .

В физических расчетах реакторов на тепловых нейтронах принимается, что вероятность образования ^{236}U из ^{235}U соответствует отношению сечения радиационного захвата ^{235}U ($\sigma_{n\gamma} \approx 98 \div 100$ б для тепловых нейтронов) к сумме сечений радиационного захвата и деления ($\sigma_f \sim 580$ б). Таким образом, в балансе ^{235}U , загруженного в активную зону реактора, нужно учитывать не только расход ядер ^{235}U , подвергшихся делению, но и убыль еще ~15 % ядер, которые будут необратимо потеряны как ядерное топливо, превратившись в ^{236}U .

На рис. 5.12 приведена зависимость накопления ^{236}U в водородном реакторе современной АЭС при различном начальном обогащении от глубины выгорания топлива. При накоплении ^{236}U в активной зоне реактора происходят процессы, приводящие к некоторому расходу его за счет захвата нейтронов и образования ценных элементов: ^{237}Np и ^{238}Pu . При большом содержании ^{236}U в некоторый момент достигается состояние равновесия: количество вновь возникшего ^{236}U становится равным его убыли. При построении кривых рис. 5.12 учтено влияние этих процессов.

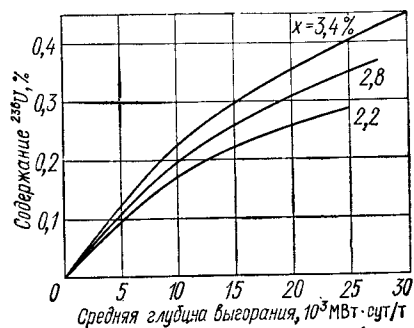


Рис. 5.12. Зависимость содержания ^{236}U в топливе от глубины выгорания при различном начальном обогащении

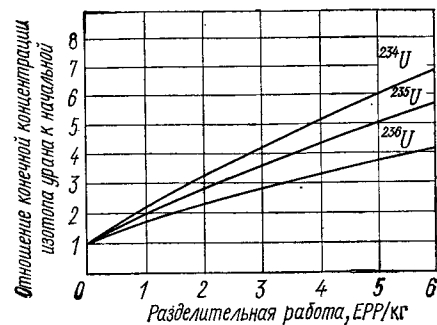


Рис. 5.13. Зависимость содержания изотопов урана в обогащательной части каскада от удельной разделительной работы

Видно, что в топливе водо-водяных реакторов на тепловых нейтронах при глубине выгорания $(25-30) \cdot 10^3$ МВт·сут/т и начальном обогащении $\sim 3,4\%$ будет накоплено $0,35-0,4\%$ ^{236}U .

Еще более высокие необратимые потери ^{235}U будут происходить в реакторе на быстрых нейтронах, работающем в конверторном режиме.

При многократных возвратах в топливный цикл регенерируемого уранового топлива в обогащенном уране, получаемом из регенерата, будет накапливаться неотделимая химическим путем примесь — ^{236}U , а также ^{234}U . Из рис. 5.13* следует, что на диффузионном или ином разделительном заводе по ходу процесса обогащения с увеличением затрачиваемой разделительной работы наряду с ростом содержания ^{235}U в обогащенном уране в потоке легкой фракции будет расти и содержание ^{236}U . Например, при разделительной работе, равной 5 ЕРР, которая необходима для получения 1 кг топлива, обогащенного ^{235}U до $3,3\%$, из регенерированного урана с содержанием ^{235}U , равным природному, при $y=0,2\%$ количество ^{236}U вырастет в $\sim 3,8$ раза, ^{235}U — в 4,7 раза. Таким образом, если подвергать дообогащению до $3,3\%$ регенерат урана (глубина выгорания $\sim 30 \cdot 10^3$ МВт·сут/т), содержащий $\sim 0,4\%$ ^{236}U , то в нем содержание ^{236}U будет поднято до $1,5\%$.

Чтобы снизить столь высокое содержание ^{236}U , предлагается разбавлять регенерат урана при его повторных обогащениях свежим природным ураном, например, в отношении 6:1 или

* На рис. 5.13 обращает на себя внимание увеличение содержания самого легкого изотопа ^{234}U в обогащенном уране. Как известно, содержание этого изотопа в природном уране незначительно (54 г на 1 т), но он обладает высокой удельной активностью, превышающей в 30 тыс. раз удельную радиоактивность ^{235}U . В обогащенном уране (независимо от его обогащения) может практически полностью концентрироваться весь ^{234}U . Но и ^{236}U также обладает высокой радиоактивностью — примерно в 300 раз больше, чем ^{235}U . Это обстоятельство будет осложнять обращение с обогащенным ураном, получаемым из регенерата.

10:1, что позволит в 6—10 раз уменьшить начальную концентрацию ^{236}U .

Каково влияние ^{236}U на процессы и экономику ЯТЦ? Проведенные фирмой «Дженерал электрик» расчеты показали, что с ростом содержания ^{236}U в обогащаемом топливе снижается коэффициент обогащения ^{235}U . Например, при содержании ^{236}U $0,4\%$ в получаемом отборе содержание ^{235}U на $0,15\%$ будет ниже, чем при отсутствии ^{236}U ; при содержании ^{236}U , равном $1,0\%$, содержание ^{235}U в отборе снижается на $0,3\%$. Кроме того, физические расчеты указывают на заметное влияние ^{236}U на реактивность топлива и на глубину выгорания (рис. 5.14).

При содержании ^{236}U в активной зоне $0,12\%$ потеря достижимой глубины выгорания составит около 10^3 МВт·сут/т, при $0,4\%$ — $\sim 2,5 \cdot 10^3$ МВт·сут/т, при 1% — $\sim 5 \cdot 10^3$ МВт·сут/т. Если учесть, что в существующих легководных энергетических реакторах глубине выгорания, равной 10^3 МВт·сут/т, соответствует обогащение $\sim 0,1\%$ ^{235}U (с учетом вклада в деление некоторой части образующегося плутония), то при наличии в активной зоне ^{236}U для компенсации его отрицательного влияния на реактивность и для получения заданных характеристик реактора нужно повысить среднее начальное обогащение, т. е. затратить больше исходного сырья, больше разделительной работы и, следовательно, увеличить стоимость ЯТЦ. Таков «штраф» за лишнее содержание в активной зоне ^{236}U помимо потерь в балансе ^{235}U .

Из всего сказанного выше следует, что при определении цены регенерированного урана, содержащего ^{236}U и поступающего для использования в повторном цикле, необходимо вносить соответствующие коррективы. Иное дело, если этот уран будет применяться в специальных целях, например для производства ^{237}Np и ^{238}Pu . Фирма «Дженерал электрик» предлагает уценивать регенерированный уран, еще не прошедший процесс обогащения, в зависимости от содержания в нем ^{236}U , вводя некий «фактор ценности» в качестве коэффициента (меньше 1), выражающего отношение стоимости урана, содержащего ^{236}U , к стоимости урана такого же обогащения, но без ^{236}U . При содержании ^{236}U $0,35-0,4\%$ фактор стоимости может равняться $0,45-0,5$.

Таким образом, при росте масштабов ядерной энергетики в ЯТЦ появятся нарастающие большие количества ^{236}U , что увеличит стоимость ЯТЦ. Уценка поступающего на повторное обогащение регенерируемого урана может привести к значительному снижению его стоимости.



Рис. 5.14. Влияние содержания ^{236}U на глубину выгорания и эффективность обогащения урана изотопом ^{235}U

Как превратить новый искусственный изотоп урана в полезный высокоэффективный элемент? В принципе ^{236}U может быть отделен от ^{235}U , или, точнее, его содержание в обогащенном уране может быть значительно снижено одним из тех методов, которые применяются при обогащении урана. В этом случае получаемый концентрат ^{236}U (в смеси с ^{238}U и при малом содержании ^{235}U) может быть использован как весьма эффективный воспроизводящий материал, как уникальная мишень для получения из него при облучении нейтронами ^{238}Pu , идущего на создание компактных изотопных генераторов электрического тока или тепловой энергии. Но отделение ^{236}U от ^{235}U и получение концентратов ^{236}U потребуют дорогостоящих технологических процессов и больших капитальных вложений и поэтому должны быть экономически оправданы. К разработке этой проблемы практически еще не приступали, и она ждет своего решения в ближайшем будущем.

5.10. ЯТЦ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ С РЕАКТОРАМИ-РАЗМНОЖИТЕЛЯМИ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

ЯТЦ энергетики с реакторами на быстрых нейтронах может быть только замкнутым. Это вытекает из главной цели развития энергетики с такими реакторами: они предназначены для расширенного воспроизводства ядерного топлива наряду с эффективным производством тепловой и электрической энергии.

В настоящее время АЭС с реакторами на быстрых нейтронах проходят опытную и демонстрационную стадию своего развития. Это относится и к их ЯТЦ.

В 1986 г. в пяти странах мира находилось в эксплуатации семь опытно-промышленных и демонстрационных блоков АЭС с реакторами на быстрых нейтронах суммарной электрической мощностью около $3 \cdot 10^3$ МВт. Во всех этих реакторах применяется в качестве теплоносителя жидкий металл — расплавленный натрий. Среди этих стран, активно развивающих реакторы-размножители на быстрых нейтронах, ведущее положение занимают СССР и Франция. В СССР с 1973 г. работает в г. Шевченко опытная АТЭЦ с реактором БН-350 тепловой мощностью 700 МВт, на Белоярской АЭС им. И. В. Курчатова на проектных параметрах эксплуатируется с 1980 г. реактор БН-600. Там же приступили к сооружению первого серийного промышленного реактора БН-800 электрической мощностью 800 МВт. Во Франции с 1974 г. успешно эксплуатируется демонстрационная АЭС «Феникс» электрической мощностью 250 МВт, а в 1985 г. введен в эксплуатацию самый мощный в мире (1200 МВт) быстрый реактор-размножитель «Супер-Феникс».

Демонстрационные блоки с реакторами на быстрых нейтронах электрической мощностью 300 МВт сооружены в Великобритании (PFR, Дунрей, 1974 г.), Японии («Монжю») и ФРГ (SNR, Калкар).

США прервали на завершающем этапе сооружение демонстрационного быстрого реактора в Клинч-Ривере, но продолжают интенсивные разработки и исследования проблемы создания реакторов-размножителей, широко используя крупномасштабный опытно-исследовательский реактор на быстрых нейтронах FTFF с натриевым теплоносителем тепловой мощностью 400 МВт.

Освоение производства уран-плутониевого топлива и технологии переработки отработавшего топлива реакторов на быстрых нейтронах проводится в указанных странах в лабораториях и в специальных опытных производствах в относительно небольших масштабах.

Можно сказать, что разработка уран-плутониевого ЯТЦ реакторов-размножителей на быстрых нейтронах в настоящее время проходит только начальную фазу. Поэтому первые экономические оценки этого цикла можно рассматривать лишь как ориентировочные. На рис. 5.15 приведена принципиальная схема замкнутого ЯТЦ реакторов на быстрых нейтронах, существенно отличающегося от замкнутого ЯТЦ водоохлаждаемых реакторов на тепловых нейтронах современных АЭС. Укажем главные отличия.

1. Топливные сердечники твэлов активной зоны реакторов на быстрых нейтронах содержат дорогое высококонцентрированное топливо с обогащением плутонием в 3—5 раз, превышающим обогащение уранового топлива водоохлаждаемых реакторов типа LWR (см. § 9.9). Серийное изготовление такого топлива возможно только при максимальной автоматизации, дистанционном управлении процессом производства и соответствующих мерах защиты персонала и окружающей среды. Это несравненно более сложная и дорогостоящая технология, чем применяемая для уранового топлива, получаемого из природного урана.

2. В активной зоне реакторов на быстрых нейтронах выделяется около 85 % всей энергии деления нуклидов, а ~15 % приходится на зоны воспроизводства. При большой глубине выгорания в твэлах активной зоны накапливаются продукты деления высокой удельной плотности. Коэффициент воспроизводства плутония в активной зоне (КВА) близок к единице. Таким образом, в выгружаемых из активной зоны ТВС с очень высокой радиоактивностью будет содержаться почти столько же делящихся нуклидов, сколько и до облучения. При этом по условиям сокращения периода удвоения плутониевого топлива такие стадии ЯТЦ, как выдержка ТВС в бассейне, химическая переработка и рецикл наработанного и извлеченного плутония, изготовление из него нового топлива, должны быть осуществлены за очень короткое время. Поэтому время нахождения топлива вне реактора принято называть *временем внешней части ЯТЦ* ($T_{\text{вн}}$).

В зависимости от принятых темпов и масштабов развития реакторов-размножителей на быстрых нейтронах оптимальное время внешней части ЯТЦ не превышает 1 года. Это условие требует новых подходов и технических решений по всем стадиям ЯТЦ реакторов на быстрых нейтронах.

3. Производство плутониевого топлива для быстрых реакторов на начальном этапе развития ядерной энергетики и значительной мере будет базироваться на плутонии, полученном при переработке отработавшего топлива реакторов на тепловых нейтронах. Нуклидный состав этого рециклированного топлива непостоя-

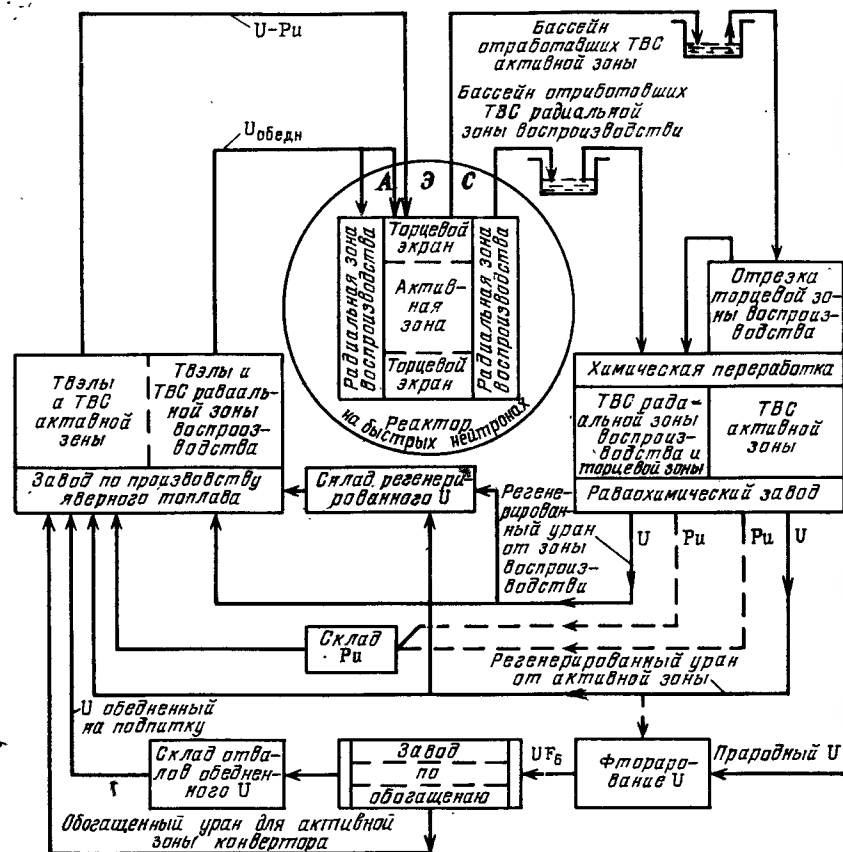


Рис. 5.15. Схема топливного цикла реакторов на быстрых нейтронах

нен, и потребуются соответствующая корректировка в ходе производства из него ТВС для активных зон реакторов на быстрых нейтронах, что усложнит технологию ЯТЦ.

4. Топливо активной зоны реакторов на тепловых нейтронах окружено в осевом и радиальном направлениях зонами производства. Сердечники твэлов зоны производства изготавливаются из воспроизводящего материала (в металлической или иной форме), каким является обедненный отвалый уран*, содержащий 99,7—99,8 % ^{238}U . Назначение зоны производства — производить плутоний в результате захвата избыточных нейтронов, вылетающих из активной зоны, воспроизводящими нуклидами. Таким образом, отвалый уран в зоне производства выполняет роль сырьевой базы для наработки плутония.

Обычно топливо торцевых зон производства (их называют также торцевыми экранами) размещают в единой оболочке с твэлами активной зоны, располагая их по концам твэла на длине 300—400 мм.

Радиальная (боковая) зона производства формируется специальными

сборками и твэлами. Поскольку сборки радиальной зоны воспроизводства менее энергонапряжены, диаметр стержневых твэлов более чем в 2 раза может превышать диаметр твэла активной зоны. Компонировка ТВС радиальной зоны воспроизводства обычно предусматривает их передвижку, перемещение из внешнего ряда во внутренний и, наоборот, для выравнивания накопления плутония.

На радиохимическом заводе экранные концы твэлов активной зоны отрезаются от активной части и передаются для раздельной переработки вместе с ТВС радиальной зоны воспроизводства, имеющими одинаковый нуклидный состав.

Таким образом, торцевая зона воспроизводства находится в реакторе такое же время, как и ТВС активной зоны, и перегружается вместе с ней. Радиальная зона воспроизводства находится в реакторе более продолжительное время (более 1 года) до оптимального накопления в твэлах плутония. Применяется перестановка этих ТВС из внешнего ряда во внутренний для увеличения КВ. В зонах воспроизводства (торцевой и радиальной) происходит не только накопление делящихся нуклидов, но и частичное их деление, сопровождающееся значительным тепловыделением, что требует для отвода тепла соответствующей прокачки теплоносителя. Тепловыделение в зоне воспроизводства составляет примерно 15 % общей тепловой мощности. Накопление плутония в твэлах зоны воспроизводства может быть значительным (до 50 кг/т), такое содержание плутония эквивалентно урану 5 %-ного обогащения. Экранный твэл с таким содержанием делящихся нуклидов будет достаточно энергонапряженным и, по существу, должен удовлетворять тем же требованиям, какие предъявляются к твэлам активной зоны.

Для ЯТЦ реакторов на быстрых нейтронах важнейшее значение имеет отработка химической технологии наиболее глубокого извлечения плутония при переработке топлива зон воспроизводства, а также снижение его безвозвратных потерь на всех переделах до 1% и менее (т. е. ≤ 10 кг на 1 т введенного в цикл топлива).

В реакторах на быстрых нейтронах существующих типов ТВС активной зоны (а вместе с ними и торцевая зона воспроизводства) перегружаются частями с установленной периодичностью. Интервалы между перегрузками определяются фактической энергонапряженностью, допустимой максимальной глубиной выгорания топлива в самых напряженных твэлах или предельной концентрацией (ПД) с учетом объемной неравномерности поля энерговыделения.

Активная зона в реакторах на быстрых нейтронах состоит из нескольких (двух-трех) кольцевых концентрических подзон, которые хотя и различаются начальным обогащением топлива (зоны большого, среднего, малого обогащения), но имеют приблизительно одинаковую энергонапряженность.

В схеме ЯТЦ (рис. 5.15) предусмотрена подпитка со склада отвалым ураном и возможность применения обогащенного урана для изготовления твэлов активной зоны полностью или частично. Активная зона на высокообогащенном урановом топливе используется в реакторах на быстрых нейтронах как переходная к загрузке уран-плутониевым топливом. Временная (несколько лет) эксплуатация этих реакторов в режиме конвертера, а не наработчика Pu , т. е. с $\text{KB} \leq 1$, целесообразна при дефиците Pu . Она позволяет не сдерживать темп сооружения АЭС с реакторами-размножителями топлива, так как перевод с конвертерного режима в бродерный не потребует существенных конструктивных изменений в реакторе.

* Может быть эффективно применен и природный торий (^{232}Th) для наработки ^{233}U .

ПРИРОДНЫЙ УРАН

6.1. НОВЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГИИ — УРАН

Открытие урана (1789 г.) принадлежит Клапроту, обнаружившему в железозинковых рудах, полученных из рудников Иаохим-стали (ныне Яхимов — ЧССР), черный порошок — урановую смолку, которую он принял за новый химический элемент и назвал ураном в честь открытой в то время новой планеты Уран. Только в 1841 г. Пелиго впервые получил металлический уран и доказал, что вещество, принятое Клапротом за уран, на самом деле является его оксидом. В 1869 г. Д. И. Менделеев установил относительную атомную массу урана (240 вместо ошибочно принятой Пелиго 120) и расположил его в периодической таблице последним (самый тяжелый элемент). Впоследствии (1903 г.) в своей книге «Основы химии» великий русский ученый пророчески предвидел: «Убежденный в том, что исследование урана, начиная с его природных источников, поведет еще ко многим новым открытиям, я смело рекомендую тем, кто ищет новых предметов для новых исследований, особенно тщательно заниматься урановыми соединениями и, прибавлю здесь, что для меня лично уран знаменателен уже и потому, что играл выдающуюся роль в утверждении периодического закона».

Однако настоящая биография урана началась лишь с конца XIX в. (с 1896 г.), когда французский ученый Беккерель открыл естественную (спонтанную) радиоактивность минеральной соли, содержащей уран, а вслед за ним Пьер и Мария Кюри объяснили это явление физическими свойствами атомов природного тяжелого элемента — урана и затем открытых ими (в 1898 г.) новых химических элементов — полония и радия.

Напомним, что в это время (1895 г.) были открыты лучи Рентгена, электрон (Дж. Дж. Томсон, 1897 г.), α - и β -излучения (Э. Резерфорд, 1899 г.); М. Планком была создана квантовая теория (1900 г.). Важнейшими вехами были открытие Э. Резерфордом ядра атома (1911 г.) и создание планетарной модели строения атома (Н. Бор, 1913 г.).

После обнаружения Резерфордом в 1919 г. превращения ядер под влиянием бомбардировки их α -частицами (ядрами гелия) последовал ряд важнейших открытий: нейтрона (Чедвиком), позитрона (Андерсоном и Блекетом), дейтерия (Юри, 1932 г.), искусственной радиоактивности (Ирен и Фредерик Жолио-Кюри, 1934 г.), которые в канун второй мировой войны (1938—1939 гг.) привели к новым важнейшим открытиям: деления ядра урана нейтронами (О. Ган, Ф. Штрассман), размножения нейтронов при делении ядер урана (Ф. Жолио-Кюри, О. Фриш и Л. Мейтнер, Э. Ферми), к созданию теории деления ядер. Затем последовали открытия спонтанного деления ядер урана (Г. Флеров, К. Петржак), искусственных трансурановых элементов — нептуния, плутония (Г. Сиборг, Мак-

Миллан и др.), была теоретически обоснована (1940 г.) возможность осуществления управляемой цепной реакции деления (Ю. Харитон и Я. Зельдович — СССР, Э. Ферми — США).

Впервые в мире регулируемая реакция деления ядер ^{235}U осуществлена 2 декабря 1942 г. Энрико Ферми в ядерном уран-графитовом реакторе тепловой мощностью 200 Вт, сооруженном в Чикаго (США).

В СССР регулируемая цепная реакция деления ядер урана осуществлена советскими учеными и инженерами под руководством И. В. Курчатова 25 декабря 1946 г. на первом в СССР (и в Европе) экспериментальном ядерном реакторе.

Так началась промышленная биография урана. До этого уран в промышленности практически не использовался. До 1942 г. добыча и переработка урановых руд проводились в целях извлечения из них радия (300—400 мг из 1 т руды), после чего руда сбрасывалась в отвалы. В течение 34 лет (1906—1939 гг.) во всем мире был добыт всего 1 кг радия, для чего было переработано ~4000 т урановой руды. В 1941 г. в США имелось лишь несколько граммов чистого металлического урана. Но уже к осени 1942 г. из канадских урановых отвалов в США было получено около 6 т чистого металлического урана, свободного от примесей веществ, сильно поглощающих нейтроны. Этот уран и был использован в реакторе Ферми. К концу 1942 г. поставки оксидов урана в США достигли 1 т в сутки.

С августа 1942 г. все разработки и исследования по ядерной энергии в США были полностью направлены на одну цель — создание атомной бомбы. Для этого нужно было решить две главные задачи — создать промышленные технологии получения плутония (^{239}Pu) и высокообогащенного изотопом ^{235}U урана.

В США первый промышленный реактор для производства ^{239}Pu был введен в эксплуатацию в ноябре 1943 г. в Клинтоне. Через год был сооружен реактор в Ханфорде (шт. Вашингтон), там же затем было сооружено несколько более крупных реакторов для производства ^{239}Pu для ядерного оружия. В 1945 г. в Ок-Ридже (шт. Теннесси) был пущен первый завод по обогащению урана. Атомная бомбардировка японских городов Хиросима и Нагасаки в августе 1945 г. и последовавшая за этим объявленная империалистическим лагерем «холодная война» и ядерный шантаж в отношении СССР вынудили нашу страну, не оправившуюся еще от тяжких жертв и беспримерных разрушений только что закончившейся Великой Отечественной войны, принять вызов мирового империализма и безотлагательно, полагаясь только на собственные силы — знания, талант и опыт своих ученых, инженеров, рабочих, высокий технический уровень промышленности, — приступить к быстрейшему решению сложнейшего комплекса научных, технических и производственных проблем получения и использования ядерной энергии, прежде всего для обеспечения обороноспособности страны.

После успешного осуществления в декабре 1946 г. управляемой цепной реакции в СССР были построены реакторы для производ-

ства необходимого количества плутония, сооружены промышленные установки и освоены сложные технологические процессы для получения обогащенного урана, реакторного графита, лития, кальция, бериллия, тяжелой воды и других новых материалов, организованы предприятия всего технологического цикла: от добычи и переработки урановых руд до получения чистых соединений, металлов и изделий. Одновременно росла и крепла научно-техническая база.

В быстром промышленном освоении в Советском Союзе сложнейшей технологии урана и его практическом использовании как нового источника энергии важнейшая роль принадлежит созданным в стране в первые годы после Великой Октябрьской социалистической революции научно-исследовательским центрам. Основатель Советского государства В. И. Ленин придавал большое значение развитию естественных наук. Декретом Совета народных комиссаров РСФСР от 24 сентября 1918 г. за подписью В. И. Ленина был создан Государственный институт рентгенологии и радиологии, впоследствии преобразованный в Физико-технический институт Академии наук СССР (ЛФТИ). Из ЛФТИ, ныне носящем имя его организатора и научного руководителя академика А. Ф. Иоффе, вышли многие выдающиеся советские ученые, возглавившие работы по изучению и практическому применению ядерной энергии в СССР. В их числе академики И. В. Курчатов, А. П. Александров и др.

В 1922 г. по указанию В. И. Ленина в Петрограде был учрежден новый центр по исследованию радиоактивных и редкоземельных элементов — Радиевый институт Академии наук (РИАН), ныне носящий имя В. Г. Хлопина, организованный основоположниками новой науки — радиохимии В. И. Вернадским и В. Г. Хлопиным. Уже в те годы (1922 г.) академик В. И. Вернадский пророчески писал: «Мы подходим к великому перевороту в жизни человечества, с которым не может сравниться все им ранее пережитое, и недалеко то время, когда человек получит в свои руки атомную энергию — такой источник силы, который даст ему возможность строить свою жизнь, как он хочет».

В 1928 г. был организован Харьковский физико-технический институт, в стенах которого работала группа физиков из «школы Иоффе», среди них Л. Д. Ландау, А. И. Лейпунский, К. Д. Синельников, А. К. Вальтер и др. Здесь в 1932 г. было осуществлено деление ядер лития.

В 1931 г. от ЛФТИ «отпочковался» Институт химической физики Академии наук (ИХФ) во главе с Н. Н. Семеновым — создателем (1934 г.) теории химической кинетики цепных реакций, удостоенным за эти работы Нобелевской премии (1956 г.). Здесь в 1939—1940 гг. Ю. Б. Харитоном и Я. Б. Зельдовичем была теоретически показана возможность цепной реакции деления ядер ^{235}U и рассчитаны необходимые условия для ее осуществления.

В 1932 г. основан Московский физический институт АН СССР (ФИАН), носящий ныне имя П. Н. Лебедева. В этом институте еще до Великой Отечественной войны были проведены важнейшие исследования по ядерной физике (С. И. Вавилов, Д. В. Скобельцын, И. Е. Тамм, И. М. Франк, П. А. Черенков, В. И. Векслер и др.).

Проведенные в СССР, а также ставшие известными зарубежные исследования позволили И. В. Курчатову, возглавлявшему с 1932 г. в ЛФТИ отдел изучения атомного ядра, выступить в 1940 г. на Всесоюзном совещании по физике атомного ядра с докладом об условиях осуществления цепной ядерной реакции.

В послевоенный период переход к практической реализации задач по использованию атомной энергии потребовал развертывания в СССР еще более широкой научно-исследовательской, инженерно-технической и конструкторской базы и всестороннего привлечения промышленности. В этом процессе исследовательские центры Академии наук и промышленности, их научные и инженерные кадры сыграли исключительно важную роль.

6.2. ОСНОВНЫЕ СВОЙСТВА УРАНА. ТОРИЙ. ПЛУТОНИЙ

Ядерно-физические свойства урана. Природный уран является сырьевой основой ядерного топлива для современной ядерной энергетики. Под воздействием нейтронов различной энергии в ядерном топливе происходят два вида ядерных превращений: деление на две части тяжелых ядер и образование новых, более тяжелых ядер в результате захвата нейтронов. Вероятность этих реакций и количественное соотношение между ними характеризуются сечениями реакций деления σ_f и радиационного захвата σ_{nr} , а также соотношениями этих сечений*. Сечения реакций измеряются в барнах ($1 \text{ б} = 10^{-24} \text{ см}^2$).

В табл. 6.1 и 6.2 приведены ядерно-физические свойства тория и основных изотопов урана и плутония. Они существенно различаются между собой. Важнейшее значение имеет сечение деления делящихся нуклидов при данной энергии нейтронов, а также среднее число нейтронов, выделяющихся в одном акте деления ν . Чем выше значения этих величин, тем лучше ядерно-физические свойства ядерного топлива. Отношение сечения деления к сумме сечений деления и радиационного захвата $\sigma_f/(\sigma_f + \sigma_{nr})$ определяет коэффициент использования делящихся нуклидов в реакциях на тепловых нейтронах (табл. 6.1). Самый высокий коэффициент использования имеет ^{233}U при всех энергиях нейтронов. В результате деления ядер высвобождается внутриядерная энергия, которая в активной зоне реактора преобразуется в тепловую, отводимую теплоносителем. Для точности физических расчетов необходимо учитывать также сечения реакций упругого рассеяния нейтронов.

В реакциях на быстрых нейтронах большое значение для воспроизводства вторичного топлива имеют сечения радиационного захвата и их соотношения с сечениями деления (табл. 6.2).

Из табл. 6.1 видно, что по своим ядерно-физическим свойствам большое значение для ядерной энергетики наряду с плутонием может иметь ^{233}U (вторичное ядерное топливо). Огромные ресурсы ^{232}Th вместе с ^{238}U можно рассматривать как колоссальный сырьевой резерв материалов для расширенного воспроизводства делящихся нуклидов.

Физические свойства металлического урана. Уран — металл, имеющий очень высокую плотность ($19,05 \text{ г/см}^3$ при 25°C). С по-

* Изотопный состав природного урана, реакции деления и радиационного захвата, а также особенности энергетического использования ядерного топлива см. в гл. 4 и 5.

Таблица 6.1. Ядерно-физические константы Th, U и Pu при взаимодействии с тепловыми нейтронами

Нуклид	Энергия порога деления, МэВ	Тепловые нейтроны ($E=0,025$ эВ)				
		σ_f , б	$\sigma_{n\gamma}$, б	$\frac{\sigma_{n\gamma}}{\sigma_f}$	ν	$\frac{\sigma_f}{\sigma_f + \sigma_{n\gamma}}$
^{232}Th	1,3	—	7,4	—	—	—
^{233}U	$<0,025 \cdot 10^{-6}$	531,1	47,7	0,088	2,49	0,92
^{235}U	$<0,025 \cdot 10^{-6}$	582,2	98,6	0,169	2,48	0,85
^{238}U	$<0,025 \cdot 10^{-6}$	—	5,2	—	—	—
^{238}Pu	1,2	—	2,7	—	—	—
^{239}Pu	$<0,025 \cdot 10^{-6}$	16,5	547	~ 33	—	$\sim 0,03$
^{240}Pu	$<0,025 \cdot 10^{-6}$	742,5	268,8	0,362	2,87	0,74
^{241}Pu	0,5	0,03	289,5	—	—	—
^{242}Pu	$<0,025 \cdot 10^{-6}$	1009	368,1	0,365	2,93	0,74
^{243}Pu	$<0,025 \cdot 10^{-6}$	$<0,2$	18,5	>92	—	—

Таблица 6.2. Ядерно-физические константы Th, U и Pu при взаимодействии с быстрыми нейтронами*

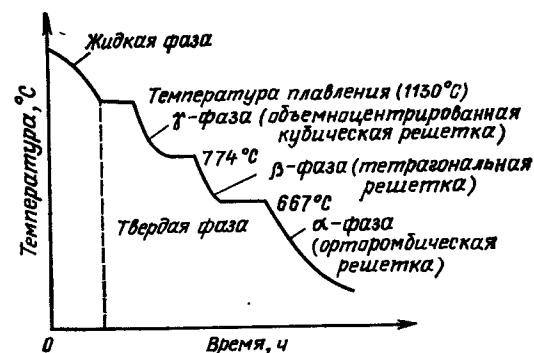
Нуклид	Быстрые нейтроны (смягченный спектр) ($E=0,1 \div 0,2$ МэВ)					Быстрые нейтроны ($E=2,0$ МэВ)		
	σ_f , б	$\sigma_{n\gamma}$, б	$\frac{\sigma_{n\gamma}}{\sigma_f}$	ν	$\frac{\sigma_{n\gamma}}{\sigma_f + \sigma_{n\gamma}}$	σ_f , б	ν	$\frac{\sigma_{n\gamma}}{\sigma_f + \sigma_{n\gamma}}$
^{232}Th	0	0,251	—	—	1,0	0,112	2,17	0,37
^{233}U	2,18	0,214	0,98	2,51	0,90	1,902	2,66	0,018
^{235}U	1,47	0,369	0,25	2,43	0,20	1,274	2,67	0,040
^{238}U	0	0,327	—	2,34	1,0	0,828	2,58	0,10
^{238}Pu	0	0,166	—	—	1,0	0,535	2,63	0,087
^{239}Pu	0,558	0,177	0,32	2,92	0,24	2,175	3,19	0,012
^{240}Pu	1,507	0,234	0,15	2,88	0,73	1,964	3,12	0,007
^{241}Pu	0,079	0,230	2,92	2,87	0,74	1,660	3,12	0,031
^{242}Pu	2,009	0,227	0,11	2,94	0,10	1,685	3,18	0,029
^{243}Pu	0,015	0,212	14,2	2,78	0,89	1,448	3,10	0,040

* По данным Центра ядерных данных ГКИАЭ СССР при Физико-энергетическом институте (ФЭИ).

вышением температуры плотность снижается и при 1000 °С составляет 17,67 г/см³. Уран в 1,7 раза тяжелее свинца, в 1,4 раза тяжелее ртути и почти равен по плотности вольфраму (19,3 г/см³). Поверхность свежеполитованного металла имеет сильный блеск, но после пребывания на воздухе уран окисляется — блекнет, покрывается цветами побежалости.

Уран полиморфен. Известны три кристаллические фазы урана (α , β и γ), существующие в различных интервалах температур (рис. 6.1). α -Уран обладает сильной анизотропией свойств; β -уран хрупок и также анизотропен, но в меньшей степени; γ -уран анизотропен, пластичен. Твердость α -урана в 2 раза выше, чем твердость железа. Удельная теплоемкость металлического урана при 18 °С

Рис. 6.1. Изменение фазового состояния чистого металлического урана



равна 0,028 кал²/(г·град) [$\sim 11,8$ Вт/(м·град)]; она в 3,3 раза меньше, чем у меди. При повышении температуры до 900 °С удельная теплоемкость растет.

Теплопроводность урана низка: примерно в 3 раза ниже, чем нержавеющей стали, и в 13 раз меньше, чем меди. Теплопроводность α -урана анизотропна и существенно увеличивается с ростом температуры: при 200 °С она равна $\sim 0,07$ кал/(см·с·град) [29,4 Вт/(м·град)], а при 650 °С $\sim 0,10$ кал/(см·с·град) [42 Вт/(м·град)] и зависит от чистоты металла. Небольшие легирующие добавки (например, алюминия, молибдена) мало влияют на теплопроводность металлического урана. Давление паров урана при температуре ниже 1500 °С ничтожно мало. Теплота превращения α -фазы в β -фазу составляет 2,86—2,99 кал/г (~ 12 —12,6 Дж/г), а β -фазы в γ -фазу — 4,8—4,89 кал/г ($\sim 20,2$ —20,6 Дж/г). Удельная теплота плавления ~ 20 кал/г (84 Дж/г), парообразования 450 кал/г (~ 1890 Дж/г). Для α - и β -фаз температурный коэффициент линейного расширения различен и зависит от кристаллографического направления и температуры (табл. 6.3).

Модуль упругости поликристаллического урана составляет $19,9 \cdot 10^3$ кгс/мм² ($\sim 196 \cdot 10^9$ Па). Он резко падает с повышением температуры. Модуль сдвига $8,22 \cdot 10^3$ кгс/мм² ($\sim 80 \cdot 10^9$ Па), коэффициент Пуассона 0,2087.

Уран — плохой проводник электричества. Его электрическое сопротивление анизотропно. Оно в 17 раз больше, чем меди, и в 11

Таблица 6.3. Анизотропия температурного коэффициента линейного расширения урана

Температура, °С	Температурный коэффициент линейного расширения, 10^{-6} °С ⁻¹ , по осям кристаллической решетки		
	a	b	c
20—100	$23,9 \pm 1$	—5,4	19,5
20—300	$28, \pm 1$	—0,4	23,5
300—500	$43,0 \pm 1$	—6,3	27,6

раз больше, чем алюминия. Уран — слабопарамагнитный металл, может образовывать неферромагнитные сплавы.

Получение металлического урана. Уран получают в виде порошка методом химического восстановления из оксидов (UO_2 , UO_3 , U_3O_8), а чаще всего из тетрафторида (UF_4) чистым кальцием или магнием. Гранулы или стружку из кальция предварительно тщательно смешивают с оксидом урана, уплотняют или брикетируют. Процесс ведется при температуре $\sim 1200^\circ\text{C}$ с индукционным нагревом в герметичных сосудах (графитовых тиглях). Получающиеся расплавы солей кальция и магния легкоплавки и просто отделяются. Их шлаки, содержащие доли процента урана, регенерируют. При восстановительной плавке много примесей переходит в металлический уран. Для получения более чистого металла проводят рафинировочные плавки в вакуумных печах. Получение урана в чистом виде — процесс довольно сложный и специфичный, если учесть все изложенные выше особенности и свойства урана. Черновой или окончательный слиток урана непирофорен.

Химические свойства металлического урана. Уран химически весьма активен. На воздухе при комнатной температуре он окисляется до диоксида, меняя цвет от стального к золотисто-желтому и черному. Особенно быстро идет окисление на влажном воздухе. Уран в виде порошка или стружки пирофорен. Чем больше его удельная (отнесенная к единице массы) поверхность, тем выше опасность его самовозгорания. Поэтому механическая обработка урана требует специальных защитных мер. При нагревании на воздухе выше 350°C интенсивно образуется окалина из смеси UO_2 и U_3O_8 . При температуре выше 700°C металлический уран на воздухе горит ослепительно белым светом, выделяя много тепла, при этом образуется закись-окись U_3O_8 .

Более устойчив уран в атмосфере CO_2 , что позволило применить этот газ в качестве теплоносителя в газографитовых магнококсовых реакторах, где топливом служит природный металлический уран (Великобритания, Франция). С углеродом при нагревании (750 — 780°C) уран образует карбиды UC и UC_2 .

Водород и его изотопы (дейтерий и тритий) при температуре 225 — 250°C с ураном образуют гидриды. Уран взаимодействует с водой с образованием гидроксида $\text{U}(\text{OH})_4$, из которого получается UO_2 с выделением водорода. В кипящей воде (100°C) скорость коррозии достигает $2,7 \text{ мг}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$. Водяной пар реагирует с ураном при температуре 150°C и выше, при этом получают диоксид и гидрид урана, а выше 280 — 300°C — только оксиды и водород. Скорость коррозии чистого урана катастрофически растет и достигает при 400°C 210 — $230 \text{ кг}/(\text{см}^2 \cdot \text{ч})$. Образующиеся водород и гидрид урана вызывают газовое распухание урана.

Жидкие расплавленные металлы (Zr , Mo , Nb , Cr , Ti) образуют с ураном (в γ -фазе) сплавы; Na , K , Li не взаимодействуют с ураном. Стойки к растворению в жидком расплавленном уране W и Ta , менее стойки (в порядке убывания) Nb , Zr , Ti , Mo , V , Cr и нержавеющая сталь. Хорошей совместимостью с ураном и его спла-

вами обладают Be , Mg , Zr , Al . Поэтому их и используют в конструкциях ядерного топлива. Легирование металлического урана указанными выше металлами, а также Si , Mo и другими позволяет повысить его коррозионную стойкость в воде при высокой температуре. Легирование и соответствующая термообработка также повышают механические свойства.

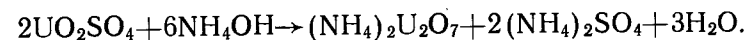
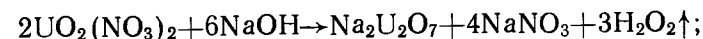
Важнейшие химические соединения урана. Уран обладает высокой химической активностью и большим сродством с кислородом. Он поливалентен и имеет склонность к образованию сложных ассоциированных молекул-комплексов в водных и органических средах. Все это обуславливает существование самых разнообразных химических соединений урана почти со всеми неметаллами и с многими металлами, с которыми он образует интерметаллиды.

Поливалентность урана широко используется в технологических процессах переработки рудного материала и химических концентратов, в процессах очистки урана от примесей и выделения в чистом виде.

В технологии урана важнейшую роль играют его бинарные соединения: оксиды и галогениды, особенно фториды, а также соли уранила UO_2^{2+} : сульфаты, нитраты, карбонаты, фосфаты и соли четырехвалентного урана: фториды, хлориды, ацетаты и др. Соли уранила, как правило, отличаются высокой растворимостью в водных и многих органических средах. Большинство этих солей в водных растворах гидратируется.

Хорошая растворимость солей урана в воде широко используется в технологии получения и переработки урана. При комнатной температуре растворимость уранил-нитрата $\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ составляет более 170 г на 100 г воды, уранил-хлорида UO_2Cl_2 — 320 г , уранил-сульфата $\text{UO}_2\text{SO}_4 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$ — 20 г .

Весьма важное значение имеют процессы осаждения солей уранила из водных растворов. При нейтрализации этих растворов аммиаком или щелочами в них образуются малорастворимые осадки диуранатов типа $\text{Me}_2\text{U}_2\text{O}_7$, являющихся солями надурановой кислоты $\text{H}_2\text{U}_2\text{O}_7$:



Аналогичные реакции осаждения применяются и для обработки карбонатных растворов. По приведенным реакциям ведется аммиачное или щелочное осаждение урана в виде диураната натрия или аммония из очищенных растворов уранил-нитратов или уранил-сульфатов для получения богатых ураном химических концентратов или ядерно-чистых солей.

Осадки диураната аммония $(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$ используются для получения сухих порошков UO_2 , U_3O_8 или UO_3 . Осадки диуранатов нерастворимы в воде и щелочных растворах, но хорошо растворяются в разбавленных кислотах с образованием солей уранила [например, $\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2$] или в карбонатных растворах с образованием

комплексных соединений и уранил-карбоната $\text{UO}_2 \cdot \text{CO}_3$ [например, $(\text{NH}_4)[\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2]$, $(\text{NH}_4)_4[\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3]$ и др.].

Термическое разложение этих соединений при прокаливании позволяет из-за летучести остальных компонентов получать из них порошки оксидов урана весьма высокой чистоты. Эти реакции широко применяются в химической технологии урана.

Оксиды урана. Для урана характерны четыре основных окислительных состояния — с валентностью 3, 4, 5 и 6. Наиболее важными являются четырех- и шестивалентное, причем шестивалентный уран в водных растворах присутствует в виде иона уранила UO_2^{2+} и является самым устойчивым соединением урана. Четырех- и шестивалентному состоянию в твердом виде отвечают два важнейших оксида: UO_2 -уранил, или диоксид урана (коричневая окись), и наиболее устойчивый — триоксид UO_3 (оранжевая окись). С этими соединениями, а также с закисью-окисью U_3O_8 связаны главные процессы химической технологии урана.

Оранжево-желтый порошок UO_3 термодинамически стоек на воздухе до 600°C . Плотность его от 7,15 до 8,34 г/см³. Триоксид урана получают окислением UO_2 или U_3O_8 при температуре около 500°C , термическим разложением азотно-кислого уранила (уранилнитрата) при температуре до 600°C , прокаливанием гидрата перекиси урана $\text{UO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. С кислотами она образует соли уранила, а со щелочами — соли урановой кислоты — диуранаты [например, $\text{Na}_2\text{U}_2\text{O}_7$, $(\text{NH}_4)_2\text{U}_2\text{O}_7$ и др.], которые используются для осаждения урана из растворов.

Диоксид урана UO_2 получают восстановлением UO_3 в среде водорода при 700°C . Это кристаллическое соединение может быть весьма нестехиометрическим и иметь состав от $\text{O}_{1,6}$ до $\text{O}_{2,25}$. Диоксид урана термодинамически устойчив при нагреве в вакууме или в восстановительной атмосфере до 1600°C , в присутствии кислорода способен растворять его в себе (подробнее об UO_2 см. в гл. 9).

Закись-окись урана U_3O_8 — нестехиометрическое соединение, имеющее несколько модификаций, плотность 8,39 г/см³. Образуется U_3O_8 при прокаливании при $650\text{—}900^\circ\text{C}$ любого оксида, гидрата оксида и некоторых солей урана с летучим основанием или кислотой. U_3O_8 нерастворима в воде и разбавленных кислотах.

Фториды урана. Важное значение в технологии переработки урана имеют также его многочисленные твердые галоидные соединения, особенно фториды — преимущественно тетра- и гексафториды урана.

Тетрафторид урана UF_4 (зеленая соль) обычно является исходным соединением для получения металлического урана и гексафторида UF_6 . Газообразный гексафторид урана используется как рабочее вещество в технологии разделения изотопов урана. Помимо простых фторидов уран образует оксифториды, из которых наиболее важную роль в технологии переработки урана имеет уранилфторид UO_2F_2 — твердое кристаллическое вещество светло-желтого цвета, плотностью 6,37 г/см³, легко растворимое в воде.

К твердым соединениям урана в трехвалентном состоянии относятся гидрид урана UH_3 и его галоидные соединения: UF_3 , UCl_3 , UBr_3 и UI_3 . В твердом состоянии известны только два соединения пятивалентного урана: UF_5 и UCl_5 .

Торий ($^{232}_{90}\text{Th}$) открыт в 1828 г. шведским химиком Берцелиусом и назван им в честь скандинавского бога войны Тора. Торий — 90-й элемент Периодической системы. Его относительная атомная масса равна 232,05. Это первый радиоактивный элемент в ряду актиноидов. Период его полураспада $14,5 \cdot 10^9$ лет. По распространению в земной коре торий занимает 35-е место. Геологи считают, что запасы тория в недрах превосходят в 3—5 раз запасы урана. Основной вид сырья — монацитовые пески, торит, ураноторит.

Торий из монацитов извлекают азотно-кислотным выщелачиванием с последующей экстракцией и осаждением. В состав монацитовых песков обычно входят ThO_2 (3—10 %), U_3O_8 (десять доли %), P_2O_5 (до 30 %), CeO_3 (~27 %), TiO_2 , SiO_2 . В наиболее типичных соединениях торий четырехвалентен.

Чистый торий — это мягкий (подобно свинцу) высокопластичный металл с характерным серебристым блеском. Металлический торий — химически активный элемент, на воздухе окисляется и темнеет, в тонкоизмельченном состоянии пирофорен и токсичен. Плотность (при 25°C) равна 11,72 г/см³; температура плавления 1750°C , кипения $3500\text{—}4100^\circ\text{C}$; теплота плавления 4 ккал/моль ($\sim 17,8 \cdot 10^3$ Дж/моль); коэффициент теплопроводности 0,09—0,108 кал/(с·см·град) [$(0,4\text{—}0,45) \cdot 10^3$ Дж/(с·см·град)]; удельная теплоемкость $\sim 6,6$ кал/моль ($\sim 27,7$ Дж/моль). Предел прочности 19—23 кгс/мм² (186—225 Па). Температурный коэффициент линейного расширения $11,5 \cdot 10^{-6}^\circ\text{C}^{-1}$. Металлический торий имеет гранецентрированную кубическую решетку, переходящую при 1380°C в объемноцентрированную. Он пластичен, хорошо деформируется в горячем и холодном состояниях. В отличие от металлического урана изменения размеров, возникающие в тории под действием излучения, относительно невелики и носят анизотропный характер.

Получение из руд и обработка тория имеют много общего с соответствующими процессами для титана и циркония, с которыми торий близок по химическим свойствам и температуре плавления. По пластичности и прочности торий мало отличается от циркония.

Плутоний. В 1939 г. Мак-Миллан, изучавший продукты деления урана, обнаружил неизвестный в природе радиоактивный тяжелый элемент с атомным номером 93. По традиции он назвал его по имени следующей за Ураном планеты Нептун нептунием (Np) *. В 1941 г. американские ученые (Сиборг, Мак-Миллан и др.) открыли новый, не встречающийся в природе, самый важный трансурановый элемент, названный плутонием (Pu) по имени планеты, расположенной в Солнечной системе вслед за Нептуном. В Периодической системе элементов Д. И. Менделеева в группе актиноидов вместе с ^{90}Th , ^{91}Pa , ^{92}U расположена большая группа искусственно получаемых трансурановых радиоактивных элементов (ТУЭ). Все они характеризуются α -распадом, спонтанно делятся с испусканием нейтронов (за исключением ^{241}Pu): ^{93}Np , ^{94}Pu , ^{95}Am , ^{96}Cm , ^{97}Bk , ^{98}Cf , ^{99}Es , ^{100}Fm , ^{101}Md , ^{102}No , ^{103}Lr , ^{104}Ku . Из этих трансурановых элементов особую роль для ядерной энергетики играет плутоний.

* ^{237}Np распадается с испусканием α -частицы с $T_{1/2} = 2,14 \cdot 10^6$ лет и $E_\alpha = 4,8$ МэВ.

В настоящее время известно 14 радиоактивных изотопов плутония с массовым числом от 232 до 245 включительно. Все эти изотопы плутония возникают в реакторах в результате ядерных превращений при захвате нейтронов изотопами урана и плутония. Наибольшее практическое значение имеют ^{239}Pu (период полураспада $T_{1/2}=24\,400$ лет), ^{240}Pu ($T_{1/2}\approx 6620$ лет), ^{241}Pu ($T_{1/2}=14,4$ лет) *, ^{242}Pu ($T_{1/2}=387\,000$ лет), возникающие из ядер ^{238}U и ^{239}Pu ($T_{1/2}=86,4$ лет), получающийся из ^{237}Np , который в свою очередь образуется из ^{238}U . ^{238}Pu имеет большое практическое значение как отличный изотопный источник энергии **. Кроме ^{241}Pu , остальные радиоактивные изотопы плутония в основном спонтанно делятся с испусканием нейтронов. Поэтому за счет выделения энергии при α -распаде компактные изделия из плутония могут саморазогреваться.

При контактах (особенно в смесях) плутония с некоторыми легкими элементами (например, F, Al, Li) под влиянием α -излучения возникает самопроизвольное нейтронное излучение (α , n -реакция). В смеси изотопов плутония, содержащей ^{241}Pu , будет образовываться и накапливаться ^{241}Am (α -распад, $T_{1/2}=436$ лет). Как видно из табл. 6.1 и 6.2, сечения деления тепловыми нейтронами у ^{239}Pu и ^{241}Pu больше, чем у ^{235}U .

Доля запаздывающих нейтронов при делении плутония меньше, чем при делении урана, и составляет для ^{239}Pu 0,0021, ^{240}Pu 0,0027, ^{241}Pu 0,0058. Это учитывается при проектировании СУЗ реактора с плутониевыми загрузками.

Выход вторичных нейтронов при делении ядер плутония на 19 % выше, чем при делении ^{235}U . Это создает преимущества при использовании ^{239}Pu и ^{241}Pu в качестве ядерного топлива и в реакторах на тепловых нейтронах. Благоприятные ядерные свойства плутониевого топлива позволяют особенно эффективно применить его в реакторах-размножителях. Все изотопы плутония делятся быстрыми нейтронами.

Свойства плутония и его соединений. Чистый плутоний — низкоплавкий, очень плотный металл серебристо-белого цвета, напоминающий железо или никель, весьма химически активный и радиационно токсичный. По структуре и свойствам плутоний сильно отличается от урана и других металлов. Температура плавления 640°C , кипения 3235°C . Плотность твердого металлического α -плутония $19,816\text{ г/см}^3$ при 25°C , жидкого (655°C) $16,5\text{ г/см}^3$, теплота плавления 12 Дж/г , что в 30 раз ниже, чем алюминия, и в ~ 25 раз ниже, чем железа.

Металлический плутоний получают обычно восстановлением его галоидных солей (хлоридов и фторидов) кальцием в закрытых аппаратах или электролизом.

В твердом состоянии (до температуры плавления) плутоний претерпевает пять аллотропических превращений: он образует шесть твердых фаз с различной кристаллической структурой (α -, β -, γ -, δ -, η -, ϵ -фазы). Наибольшая устойчивость структуры у ϵ -фазы ($472\text{—}640^\circ\text{C}$), имеющей объемноцентрированную кубическую решетку. Фазы плутония имеют ярко выраженную анизотропию температурного расширения и других физических свойств (теплопроводность, теплоемкость и т. п.). Для δ - и η -фаз плутония ($310\text{—}472^\circ\text{C}$) наблюдаются отрицательные значения температурного коэффициента линейного расширения.

* β -Распад; α -распад, $T_{1/2}=5,8\cdot 10^5$ лет.

** Применение ^{238}Pu в качестве источника энергии ограничено присутствием в нем ^{239}Pu , продукты распада которого имеют жесткое γ -излучение. ^{238}Pu образуется при облучении ^{237}Np за счет (γ , n)- и (n , $2n$)-реакций (несколько сотых процента).

Плутоний имеет высокое электрическое сопротивление, во всех фазах парамагнитен. Он химически более активен, чем уран, обладает большим сродством с кислородом, водородом и азотом, образует оксиды, гидриды, галогениды, сульфиды, нитриды и карбиды, окисляется на воздухе. В виде порошка плутоний пирофорен и легко загорается на воздухе, образуя аэрозоли оксида. Продуктами коррозии плутония в воде являются PuO_2 , $\text{Pu}(\text{OH})_3$ и PuH_2 . Для плутония характерны четыре положительные валентности: 3, 4, 5 и 6. В шестивалентном состоянии плутоний подобен шестивалентному урану, но менее устойчив.

Плутоний образует галогениды. Твердые фториды плутония (PuF_3 и PuF_4) осаждаются из водных растворов плавиковой кислотой. Особый интерес из фторидов плутония представляет PuF_6 , летучие свойства которого и способность сублимировать используются при безводной фторидной переработке отработанного ядерного топлива, содержащего плутоний.

Значительные различия скоростей окислительно-восстановительных реакций урана и плутония также используются для их разделения при химической переработке отработанного в реакторах топлива.

Плутоний применяется в сердечниках ТВЭЛов в различных видах: металлическом, оксидном, карбидном и нитридном. В чистом виде металлический плутоний не применяют из-за плохих физических свойств. Легирование (Al, Zr, Fe, Ni, Co), а также сплавление с ураном, молибденом позволяют улучшить свойства плутония.

Плутоний имеет три устойчивых оксида: PuO_2 (теоретическая плотность $11,46\text{ г/см}^3$), $\alpha\text{-Pu}_2\text{O}_3$ ($10,2\text{ г/см}^3$) и $\beta\text{-Pu}_2\text{O}_3$ ($11,47\text{ г/см}^3$). Оксиды получают прокаливанием (до $1000\text{—}1200^\circ\text{C}$) плутония или его гидрида, нитрида и других на воздухе или в кислороде. Температура плавления чистого $\text{PuO}_2 \sim 2400^\circ\text{C}$. Температурные коэффициенты линейного расширения спеченной PuO_2 и UO_2 сравнимы. PuO_2 — химически прочное, нерастворимое в кислотах и щелочах соединение.

6.3. РАСПРОСТРАНЕННОСТЬ УРАНА

Распространенность урана в природе значительна и соответствует распространенности олова, мышьяка, молибдена, но меньше, чем меди и свинца. Оценки концентрации урана в земной коре колеблются от $7\cdot 10^{-8}$ до $8\cdot 10^{-5}\%$, а в среднем составляют 1—2 части на 1 млн. частей рудной массы. Вследствие высокой химической активности уран в чистом виде (металлическом) в природе не встречается, а находится лишь в виде химических соединений. Всего в недрах обнаружено около 200 урановых и урансодержащих минералов различного химического состава. К наиболее важным рудным минералам урана принадлежат: безводные оксиды — ураниниты и настуран, содержащие кристаллы урановой смолки U_3O_8 ; ванадаты — карнотит, тюямунит; титанаты — давидит, браннерит; силикаты — группа коффинита и др.

В силикатной магне (первоисточнике всех месторождений) уран находится в виде UO_2 . Для урана характерно отсутствие его природных сернистых и галоидных соединений, а также соединений с азотом, углеродом, водородом, вольфрамом, хромом и др. Зато он

встречается в минералах, содержащих торий, свинец, титан, ванадий, молибден, ниобий, тантал, редкоземельные элементы, кремний, железо, серебро, фосфор и т. п.

Уран широко распределен в земных недрах, но из-за высокой растворимости его соединений в воде, вымывания и последующего переноса диффузией на земном шаре известно сравнительно немного мест, где обнаруживаются большие скопления и залежи концентрированных урановых руд.

Месторождения урана геологи относят к двум группам: эндогенным — первичным, образовавшимся в результате вулканической деятельности, и экзогенным — вторичным, образовавшимся за счет накопления осадочных пород, а также гидрогенных и биогенных процессов, например на дне бывших океанов, морей или в виде элювий (россыпей, осколков, выносимых водой).

Исключительно большое значение в минерально-сырьевой базе урана имеют гидрогенные месторождения, залегающие в осадочных породах (свитах), окаймляемых кристаллическими свитами. В процессе разрушений и физического выветривания кристаллических пород, а затем перетолжения этого материала в пониженных участках (депрессиях) произошло формирование вторичных гидрогенных месторождений урановых руд. В этих месторождениях гидрогенного или биогидрогенного происхождения концентрируются значительные запасы урановых руд.

Промышленные урановые месторождения содержатся в основном в песчаниках, в докембрийских кварцево-галечных конгломератах, в жильных и сходных с ними включениях в гранитные породы (руды «вкрапленного» типа), в темных сланцах и фосфоритах.

Уран содержится в скальных породах — гранитах (до ~ 9 г/т), базальтах (~ 3 г/т). Из водных растворов, возникших в результате поверхностных процессов выщелачивания, уран мог сорбироваться различными органическими или минеральными веществами и соосаждаться с ними — так возникли ураноносные фосфориты, лигниты, горючие сланцы, содержащие от 0,002 до 0,02% урана, угли, асфальтиты, представляющие собой осадочные песчаные породы.

В воде океанов и морей содержится $\sim 4 \cdot 10^9$ т урана, в речных и озерных водах — от нескольких долей миллиграмма до нескольких десятков миллиграмм урана на 1 т воды.

Почти все месторождения фосфоритов, используемых ныне для производства минеральных удобрений, содержат 0,001—0,07% урана. Мировые залежи фосфоритов оцениваются в 75—130 млрд. т, в них может содержаться до 10 млн. т урана.

Целесообразность промышленного извлечения урана как побочного продукта при производстве фосфорной кислоты практически доказана (США, Франция, Египет и др.). Большие перспективы открываются при добыче урана из золы горючих сланцев, лигнитов и некоторых углей. Общие запасы урана в них значительны.

6.4. УРАНОВЫЕ РУДЫ И МИНЕРАЛЫ

Различие состава, химических и физических свойств урановых минералов и вмещающих их руд, присутствие в рудах ряда ценных попутных примесей определяют многообразие и специфику технологических процессов и схем переработки уранового сырья и расход реагентов. В табл. 6.4 приведены характеристики некоторых типичных минералов урана.

Наиболее важный показатель качества и ценности урановых руд — содержание в них урана. Различают пять сортов руд: 1) очень богатые ($>1\%$ урана), но весьма редко встречающиеся; 2) богатые (1—0,5%), тоже редко встречающиеся; 3) средние (0,5—0,25%); 4) рядовые (0,25—0,09%); 5) бедные (0,09% и менее — до нижнего промышленного минимума). Капиталовложения в уранодобывающую промышленность и стоимость добываемого природного урана прежде всего зависят от концентрации урана в рудах и условий их залегания в недрах.

Урановые руды характеризуются также минеральным и химическим составом горнорудной массы, что определяет выбор способа гидрометаллургической переработки, состав и расход химических реагентов. Выделяют шесть основных групп, различающихся по химическому составу нерудной составляющей (так называемые вмещающие породы): силикатные и алюмосиликатные, карбонатные; сульфидные; железистые; фосфатные (с малым — до 10%, средним — до 20% и большим — более 20% содержанием P_2O_5); каолиновые руды, содержащие ураноносные угли, твердые битумы, сланцы и пр. (такие руды целесообразно сжигать и из золы извлекать уран). Руды классифицируют также по размеру зерна ураносодержащих минералов и по контрастности, т. е. неравномерности содержания урана в кусках горной породы, что играет определяющую роль в процессах обогащения руд.

Важнейшее значение для удешевления стоимости добычи и производства природного урана имеет наличие в рудах полезных сопутствующих компонентов. Их попутное комплексное извлечение наряду с ураном позволяет снизить и нижний предел (промышленный минимум) содержания урана в перерабатываемых рудах до 0,01—0,03% при существующей технологии производства природного урана.

По запасам относительно дешевых (менее 66 дол/кг U_3O_8) урановых руд первые места в капиталистическом мире занимают США, Канада, ЮАР, Австралия, которые контролируют 85—90% вероятных и разведанных достоверных запасов этих руд. В последние годы выявлены богатые залежи урана в Бразилии, Аргентине, Нигере, Габоне и Анголе.

До 1977 г. запасы урана в капиталистических странах оценивались по двум стоимостным категориям (до 33 и 33—66 дол/кг U_3O_8). С 1977 г. счет ведется по другой шкале: менее 66 и 66—110 дол/кг U_3O_8 или менее 80 и 130 дол/кг U (табл. 6.5).

Таблица 6.4. Характеристики некоторых минералов урана

Минерал	Формула	Цвет
Настуран (урановая смолка, смоляная обманка, урановые черни) Уранинит	$x\text{UO}_2 \cdot y\text{UO}_3 \cdot z\text{PbO}$ Окислы Fe, Co, Ni, V, Cu, Ca $\text{UO}_2 \cdot y\text{UO}_3 \cdot \text{PbO}$ Окислы Th, Zr и др.	От смоляно-черного до светло-серого Черный, буровато-черный
Браунерит	Метатитаниат U, Th и V	Черный
Карионтит	$\text{K}_2\text{O} \cdot 2\text{UO}_3 \cdot \text{V}_2\text{O}_5 \cdot 3\text{H}_2\text{O}$	Ярко-желтый или зеленовато-желтый
Давидит	Титаниат Fe, содержащий редкие земли и уран	От темного-коричневого до черного
Уранофан и бета-уранотит	$\text{CaO} \cdot 2\text{UO}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$	Желтый, желто-зеленый
Тюлуит	$\text{CaO} \cdot 2\text{UO}_3 \cdot \text{V}_2\text{O}_5 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$ (уранованадат кальция)	Желтый
Отенит (аутунит)	$\text{CaO} \cdot \text{UO}_3 \cdot \text{P}_2\text{O}_5 \cdot 8\text{H}_2\text{O}$	Зеленый, зеленовато-желтый, серо-желтый
Уранопатит	$x\text{Ca}_9(\text{PO}_4)_6\text{Ca}(\text{F}, \text{OH}) \times y\text{Ca}_9(\text{PO}_4)_6\text{UO}_2$	Желто-зеленый

Примерный состав, %; плотность	Происхождение и некоторые месторождения	Растворимость
$\text{UO}_2 + \text{UO}_3$ (66—85 %); $\rho = 4,5 \div 7,7 \text{ г/см}^3$	Гидротермальные	Растворяется в HNO_3 , HCl и H_2SO_4
$\text{UO}_2 + \text{UO}_3$ (46—88 %); $\rho = 8 \div 10 \text{ г/см}^3$	В гранитах, пегматитах; гидротермальные	Хорошо растворяется в разбавленной HNO_3 и концентрированной HCl
UO_2 (до 29 %), UO_3 (до 42 %), TiO_2 (31—43 %), ThO_2 (до 8 %), CaO (1,1—3,45 %), Fe_2O_3 (до 4 %); $\rho = 4,5 \div 5,4 \text{ г/см}^3$	Магматическое. Золотонисные пески Айдахо (США)	Разлагается в горячей HNO_3 и концентрированной H_2SO_4
UO_2 (23 %), V_2O_5 (20 %), K_2O (10,5 %), H_2O (6 %) Примеси: окислы Na, Mg, Ca, Pb и др.; $\rho = 3,7 \div 4,46 \text{ г/см}^3$	В зоне выветривания осадочных пород (песчаники с органическими остатками). Шт. Юта, Колорадо (США), Кайганга (Заир), Радиум-Хилл (Австралия)	Легко растворяется в кислотах
Окислы U, Fe, Ti, много скандия; $\rho = 4,48 \text{ г/см}^3$ UO_3 (60—67 %), SiO_2 (14—18 %), CaO (7 %), H_2O (14 %); $\rho = 3,8 \div 3,9 \text{ г/см}^3$ UO_3 (45—52 %); $\rho = 3,3 \div 4,4 \text{ г/см}^3$	В гранитах и кварцевых жилах. Радиум-Хилл (Австралия)	—
UO_3 (62 %), P_2O_5 (15 %), CaO (6 %), H_2O (15,7 %) Окислы Ba, Mg, Fe и др.; $\rho = 3 \div 3,2 \text{ г/см}^3$	В пегматитах, гранитах, гидротермальные. Оз. Медвежье (Канада), США, Индия, Средняя Азия (СССР)	Растворяется в кислотах с выделением студенистого кремнезема
UO_2 сорбирован в фосфатном веществе	В зоне окисления урансодержащих минералов и пегматитов. Луара (Франция), Португалия, о. Мадагаскар Фосфаты	—

6.5. ДОБЫЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ ПРИРОДНОГО УРАНА

В основных уранодобывающих и ураноперерабатывающих капиталистических странах производство природного урана до 1972 г. было невелико и составляло в среднем ~19 тыс. т/год, что удовлетворяло потребностям для военных целей. Урановые концентраты (U_3O_8) в основном производились в США, Канаде, ЮАР, Франции, Габоне, Нигере. С момента организации производства урана (в начале 50-х годов) и до конца 1977 г. общее количество добытого урана составило ~450 тыс. т. Однако в связи с развитием ядерной энергетики после 1975 г. возрос спрос на уран и потребовалось шире развернуть поиски и разведку новых месторождений урана и увеличить мощность предприятий по его добыче, извлечению из руд и переработке.

Запасы урана в США и Канаде классифицируются по четырем категориям, характеризующим степень их разведанности:

- 1) разведанные (детальные или достоверные);
- 2) вероятные, размещающиеся на флангах разрабатываемых известных месторождений и обнаруженные во вновь разведанных месторождениях;
- 3) возможные — по геологическим прогнозам;
- 4) предполагаемые (теоретические) — в новых районах или во вмещающих породах, из которых ранее добыча не производилась.

После 1975 г. резко возросли объемы бурения на поиск урана в США, которые в 1978 г. составили свыше 15 тыс. км. Среднее содержание U_3O_8 в перерабатываемой руде в США снизилось в 1982 г. до 0,119% (против 0,154% в 1977 г.).

Таблица 6.5. Сырьевые запасы урана, тыс. т U_3O_8 (данные на 1978 г.)

Страна	Категория запасов по стоимости производства			
	Достоверные		Вероятные и возможные	
	До 66 $\frac{\text{дол}}{\text{кг } U_3O_8}$	До 110 $\frac{\text{дол}}{\text{кг } U_3O_8}$	До 66 $\frac{\text{дол}}{\text{кг } U_3O_8}$	До 110 $\frac{\text{дол}}{\text{кг } U_3O_8}$
США	625	807	1015	1315
Канада	195	218	462	~770
Австралия	345	345	54	54
Нигер	190	190	62	62
ЮАР+Намибия	360	410	40	85
Габон	23	23	6	12
Франция	43	61	28	52
Швеция	~1	350	~4	~4
Бразилия	~22	~22	~10	~10
Аргентина	~21	~49	—	—
Индия	35	35	28	28
Другие страны (кроме социалистических)	~125	~113	~97	~141
Всего	~1995	~2630	~1820	~2540

Примечание. По оценкам экспертов Европейского Агентства Атомной Энергии (NEA) и МАГАТЭ (IAEA) потенциальные запасы урана при стоимости производства до 110 дол/кг U_3O_8 могут составить 10—14 млн. т U_3O_8 .

В 1975 г. производство урановых концентратов в капиталистических странах составляло 23,9 тыс. т, в то время как потребление — 25,6 тыс. т. Для покрытия потребности необходима стала расконсервация ранее сделанных запасов. Больше половины израсходованного в 1975 г. урана приходится на США, 20—23% — на страны Европейского экономического сообщества (ЕЭС), около 10% — на Японию.

В 1978 г. добыча урановых руд и их гидрометаллургическая переработка производились в 16 капиталистических странах на 58 гидрометаллургических заводах. Более 90% годовой добычи урановой руды приходилось на США, Канаду, ЮАР, Австралию, Францию, Нигер и Габон.

В табл. 6.6 показан рост добычи и производства природного урана в основных капиталистических странах по данным Агентства по атомной энергии ОЭСР и МАГАТЭ (1981 г.). Падение добычи носит конъюнктурный характер. В период 1985—1992 гг. производство урана будет составлять 36—39 тыс. т, при этом складированные запасы U_3O_8 составят 200—220 тыс. т, что оказывает влияние на рынок сбыта урана и цены (см. § 6.15).

В мировом производстве природного урана (без социалистических стран) 80% мощностей уранодобывающих и ураноперерабатывающих предприятий (~27 400 т U_3O_8 в год) принадлежало в 1978 г. десяти крупнейшим фирмам капиталистических стран.

Это показывает высокую степень концентрации урановой промышленности в руках немногих монопольных фирм.

Таблица 6.6. Добыча и производство природного урана, т, в капиталистических странах

Страна	До 1978 г. (суммарно)	1978 г. (факт.)*	1985 г. Фактическая добыча, т (% от общей)	1995—2000 гг. (прогноз при максимально возможном спросе), т/год (средн.)
США	220 900	14 200	4500(12,5)	22 000
Австралия	7840	516	3650(10,2)	8000
ЮАР	61 430	3960	4750(13,2)	6000
Канада	118 130	6800	11 280(31,2)	13 000
Нигер	7720	2060	3300(9,1)	9000
Габон	6250	1020	930(2,5)	1500
Намибия	—	2700	3650(10,1)	4000
Франция	27 460	2200	3500(9,9)	3500
Испания	670	190	—	1300
Другие капиталистические страны	49 800**	250	470(13)	3500

* Фактическая добыча составила в 1979 г. 39 тыс. т, в 1980 г. 41 тыс. т, в 1985 г. 36 тыс. т.

** В том числе в Заире 25 600.

Крупнейшим производителем и потребителем уранового сырья в капиталистическом мире до 80-х годов были США (см. табл. 6.6). На долю США приходилось в среднем около 40% всего производства урановых (в виде U_3O_8) концентратов в капиталистическом мире. В настоящее время США контролируют 46% запасов урана и 43% мощностей по производству концентратов.

Высокий уровень развития уранодобывающей промышленности в США достигнут за счет значительных капиталовложений в отрасль. Капиталовложения составили в 1979 г. 485 млн. дол., в 1980 г. — 598 млн. дол., в 1981 г. около 560 млн. дол. Общий объем затрат в 1975—1981 гг. оценивается в 3 млрд. дол.

В 1979—1980 гг. в США действовало 20 заводов по производству урановых концентратов на основе традиционной технологии и 15 предприятий с нетрадиционными методами получения (кучное и подземное выщелачивание, переработка отходов, получаемых при производстве меди и фосфатов и т. п.). Число карьеров и шахт составляло 368, из них 80% — шахты.

По конъюнктурным причинам в 1983—1986 гг. США резко снизили добычу урана на собственной территории, закрыли некоторые шахты и гидрометаллургические заводы как экономически нерентабельные.

Канада располагает развитой уранодобывающей промышленностью и занимает второе место в капиталистическом мире по производству урановых концентратов после США (около 20% всего выпуска). Поскольку на внутреннем рынке потребляется не более 15% всего выпускаемого концентрата, Канада является крупнейшим его экспортером. Уранодобывающая промышленность Канады — высокомонополизированная отрасль (в ней действует всего шесть компаний).

ЮАР по объему производства уранового сырья занимает третье место в капиталистическом мире, обеспечивая примерно 12—13% общего выпуска. Урановые месторождения в ЮАР отличаются от месторождений в США, Канаде и Австралии. Среднее содержание урана в добываемой руде в 1979—1980 гг. составило около 0,014% против 0,05—0,1% в Канаде и 0,1—0,15% в США.

Потенциально одним из крупнейших продуцентов урана в капиталистическом мире может стать Австралия. Она занимает второе место по запасам уранового сырья после США. Отличительная черта австралийских месторождений — высокое содержание урана — в среднем 0,41 %, причем месторождение Набарлек в этом отношении уникально — 2,35 %. Кроме того, в отличие от США, где почти половина уранового сырья добывается подземным способом, и Канады, где подземным способом добывается более 90 %, условия залегания практически всех австралийских месторождений позволяют вести добычу открытым способом.

Активную роль в разработке урановых месторождений в капиталистическом мире играет Франция. По объему производства урана на собственной территории она до 1977 г. занимала 4-е место в капиталистическом мире. В настоящее время широкое участие французских компаний в добыче ядерного сырья в других странах (Нигер, Габон), существенная часть которого затем поступает во Францию, позволяет ей обеспечивать нужды национальной ядерной энергетики.

Нигер, занимающий 5-е место в капиталистическом мире по объему производства уранового сырья, располагает благоприятными возможностями для значительного увеличения выпуска концентратов и превращения страны в крупного их экспортера.

В Намибии в середине 1979 г. был выведен на проектную мощность (5 тыс. т концентрата, или 15 млн. т руды в год) крупнейший в капиталистическом мире горно-металлургический комплекс по производству урановых концентратов.

В приведенных в табл. 6.6 цифрах ожидаемого роста добычи и потребления природного урана учитывается тот факт, что за десятилетие (1985—1995 гг.) мощности АЭС в мире будут практически удвоены. А так как развитие ядерной энергетики с реакторами на тепловых нейтронах будет продолжаться и в следующем десятилетии и, вероятно, после 2000 г., то придется добывать все больше и больше природного урана, используя не только богатые, но и бедные руды.

Это вынуждает уранодобывающие и ураноперерабатывающие страны с необходимым опережением вести разведку урана, совершенствовать технологию его добычи и переработки и одновременно проводить работы по промышленному освоению наиболее экономичных систем ядерного топливного цикла. Все это свидетельствует о предстоящем в ближайшие десятилетия непрерывном росте масштабов развития уранодобывающей и ураноперерабатывающей промышленности.

Необходимость иметь относительно дешевое урановое сырье во все возрастающих количествах побуждает вести широкие исследования и разработки по усовершенствованию технологических процессов переработки руд с тем, чтобы снизить затраты и использовать бедные и труднодобываемые руды, нередко залегающие на значительных глубинах. Совершенствование технологии добычи и переработки руд в урановой промышленности США позволило существенно увеличить производительность труда: выработка концентрата U_3O_8 на одного работающего выросла почти в 2 раза (6,8 т в 1971 г. против 3,8 т в 1960 г.).

Большое влияние на удешевление получаемых урановых концентратов оказывают комплексная переработка сырья и попутное

извлечение из руд, сопутствующих урану, полезных ископаемых, например молибдена, ванадия, меди, благородных металлов, редкоземельных элементов, тория, фосфора, серы и др. Этому способствует и большой опыт разработки и применения передовой технологии гидрометаллургических процессов, накопленный за 40 лет развития уранодобывающей промышленности.

Уран добывается и как побочный продукт при разработке богатых месторождений фосфатов, золота и меди. В США до 2000 г. предполагается попутно получить около 109 тыс. т U_3O_8 при производстве фосфорной кислоты и меди. Конгломераты золотоуранита, встречающиеся в нескольких золотоносных районах Южной Африки, являются основными источниками урана, который извлекается как побочный продукт в процессе добычи золота. Обширные залежи этих конгломератов в отвалах золотодобывающих предприятий имеют низкое содержание урана (0,01—0,03 %). Они перерабатываются открытым методом и позволяют получать урановые концентраты при затратах, не превышающих стоимость получения из руд, имеющих на порядок более высокое содержание урана.

Более 60 % урана в ЮАР получают из золотосодержащих руд.

6.6. ПРОГНОЗИРУЕМЫЙ РОСТ МОЩНОСТЕЙ АЭС И ПОТРЕБНОСТИ В УРАНЕ

Рынок уранового сырья, спрос и предложение урана в капиталистическом мире подвержены влиянию многих факторов, характерных для современного развития экономики капитализма с его спадами промышленного производства, инфляцией, ростом безработицы, большой неравномерностью и снижением потребления энергоресурсов.

Урановое сырье обладает специфическими особенностями, отличающими его от других видов энергетических ресурсов, что, в свою очередь, усложняет конъюнктуру уранового рынка. К этим особенностям можно отнести следующие.

1. Потребности в уране определяются в основном только темпами и масштабами развития ядерной энергетики, для других целей (кроме военных) уран в промышленности не применяется.

2. Уран — уникальный вид топлива. На АЭС ядерное топливо невозможно заменить другим, например нефтью, газом, углем, как это нередко делается в тепловой энергетике.

3. Транспортирование и хранение урана требует незначительных капитальных и эксплуатационных расходов (табл. 6.7) по сравнению с затратами на транспортирование и хранение органического топлива. Уран со временем не обесценивается, а, наоборот, растет в цене. Следовательно, можно заблаговременно создать большие запасы природного урана и с выгодой использовать меняющуюся рыночную конъюнктуру его спроса и предложения. Поэтому велики запасы накопленного урана на складах как правительственных, так и частных энергетических и уранодобывающих компаний за рубежом (на начало 1980 г. — 93 тыс. т). Создание больших запасов

Таблица 6.7. Годовая потребность АЭС и ТЭС электрической мощностью 1000 МВт в топливе, его транспортировании и складировании при равной годовой выработке электроэнергии ($\varphi=0,7$)

Показатель	Уголь (для ТЭС)	Нефть (мазут) (для ТЭС)	Ядерное топливо для АЭС с реактором LWR*
Количество топлива	(2—2,2) · 10 ⁶ т у. т.	~1,5 · 10 ⁶ т	25—30 т обогащенного урана
Транспортирование топлива	1400—1000 железнодорожных вагонов грузоподъемностью 3000—4500 т угля каждый	25 000 железнодорожных цистерн вместимостью 60 т каждая	3—5 вагонов в год с контейнерами ТВС
Складирование на электростанции	40—50 га [требуемая складская площадь с подъездными и грузоподъемными средствами (для годового запаса)]	50 резервуаров вместимостью 30 000 м ³ каждый (для годового запаса)	Помещение площадью 50—100 м ² (для годового запаса)

* LWR — легководный реактор на тепловых нейтронах типа PWR или BWR (корпусные реакторы с водой под давлением или кипящие).

позволяет также обеспечивать надежность поставок урана по долгосрочным контрактам, создает гарантии для развития ядерной энергетики в опережающем снабжении ее ядерным топливом. Важность надежных поставок урана еще более усиливается по мере расширения масштабов ядерной энергетики.

При небольшой суммарной мощности АЭС отдельные страны или энергокомпании могут заготовить уран на несколько лет и даже на весь срок работы АЭС (30 лет), используя выгодную конъюнктуру цен на уран.

4. Весьма большая продолжительность периода от принятия решения и начала проектирования предприятий топливного цикла и АЭС до ввода их в действие, а также высокая их капиталоемкость требуют долгосрочного прогнозирования, анализа и систематической переоценки и корректировки планов развития ядерной энергетики и ее топливообеспечения. Ведущие капиталистические страны с этой целью организовали в 1975 г. специальный Урановый инсти-

Таблица 6.8. Оценка (1980 г.) предполагаемого роста установленных мощностей АЭС в капиталистических странах, ГВт

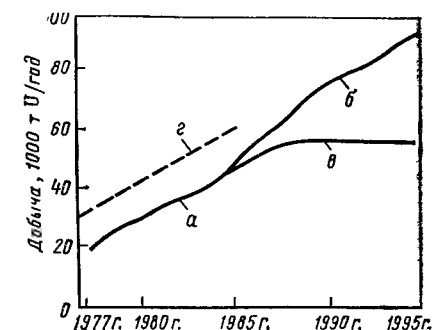
Год	Прогноз Уранового института	Прогноз Министерства энергетики США	Прогноз МОЯТЦ* (МАГАТЭ)
1985	227	209—242**	245—274
1990	335—350	292—360	373—462
1995	356—494	388—493	550—770

* МОЯТЦ—международная рабочая группа специалистов, работавшая в МАГАТЭ в период 1977—1980 гг., по оценке топливных циклов и перспектив развития ядерной энергетики в мире.

** Указанные в таблице первые цифры относятся к предполагаемым низким темпам роста, вторые—к высоким.

Рис. 6.2. Прогнозируемый (1980 г.) рост добычи природного урана в капиталистических странах:

аб — при высоком темпе развития АЭС; ав — при низком темпе; г — рост мощностей урановых гидрометаллургических заводов (содержание ²³⁵U в отвалах раздельных заводов в 1985—1995 гг. $y=0,25\%$)



тут (в Лондоне). В него входят более 50 уранодобывающих фирм из 14 капиталистических стран.

В табл. 6.8 приведены оценки (1980 г.) предполагаемого роста установленных мощностей АЭС в капиталистических странах и отдельно в США на ближайшие 15 лет. Обращает на себя внимание резкое снижение масштабов развития АЭС с реакторами LWR по сравнению с ранее опубликованными данными (особенно по отношению к прогнозам 1975—1977 гг.).

На рис. 6.2 приведен график ожидаемого роста добычи природного урана в этот период по прогнозу Уранового института. В этом графике возврат в топливный цикл (рецикл) регенерированного U и Pu не предусмотрен.

Прогнозируемые потребности в природном уране потребуют добычи не только высокосортных, богатых по содержанию урана руд, но и низкосортных, а также поиска новых сырьевых ресурсов и организации попутного извлечения урана из различных руд. С ростом добычи урана среднее содержание его в перерабатываемых рудах имеет тенденцию к снижению.

6.7. ГИДРОМЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА. ОСНОВНЫЕ СТАДИИ ПРОИЗВОДСТВА УРАНА

В промышленной технологии извлечения урана из руд используется свойство растворимости окислов урана в водных растворах азотной, серной и соляной кислот, а также в щелочных растворах. Практически в жидкий раствор из руды можно перевести почти весь уран. Технологические процессы перевода и концентрирования металлов, содержащихся в измельченной рудной массе, в растворы (*выщелачивание*) и последующее селективное извлечение металлов из этих растворов называются *гидрометаллургическими процессами*.

Гидрометаллургические процессы широко применяются в цветной металлургии. Из рудных материалов методом выщелачивания извлекаются и затем концентрируются нужные металлы. Обычно рядом с урановыми рудниками и открытыми карьерами сооружается и гидрометаллургический завод, перерабатывающий огромное

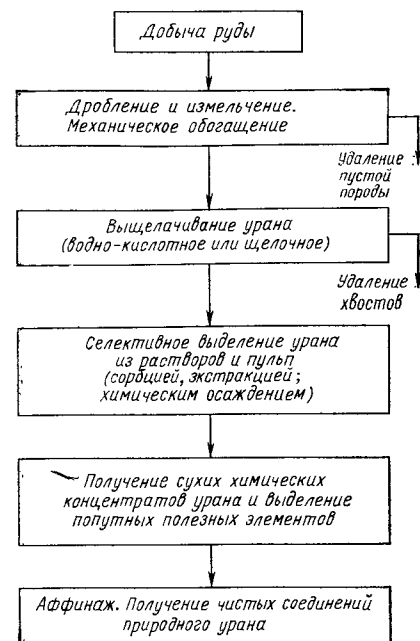


Рис. 6.3. Схема основных стадий переработки урановых руд для получения химических концентратов и чистых соединений урана

выщелачивание из рудной массы урана с помощью кислот или щелочей; удаление обедненной рудной массы («хвостов») в хвостохранилища;

селективное выделение урана из растворов или пульп методами сорбции, экстракции или химического осаждения;

получение сухого уранового химического концентрата из различных урановых соединений с содержанием (в пересчете на закись-окись урана) 75% и более;

выделение попутных полезных химических соединений;

получение чистых соединений природного урана (аффинаж).

Руда добывается и транспортируется высокомеханизированным способом с применением современной техники, с учетом специфических требований к технике безопасности и охране труда, установленных для работ с радиоактивными материалами и продуктами радиоактивного распада (радон и др.).

Огромные масштабы горных выработок, а также извлекаемой и транспортируемой рудной массы, достигающие на крупном руднике до десятков миллионов кубометров в год, позволяют отнести многие уранодобывающие предприятия к крупнейшим предприятиям современной горной промышленности.

количество добываемых из недр руд на месте их добычи. Это резко отличает добычу урановых руд и получение из них урановых концентратов от добычи органического топлива, которое, как правило, должно транспортироваться к потребителю в том же объеме, в каком оно добывается из недр. При добыче руд с малым содержанием урана, например 0,1%, для получения 1000 т концентратов U_3O_8 в год необходимо извлечь из недр и транспортировать свыше 1 млн. т руды, не считая огромной массы пустой породы от вскрытых и проходческих выемок и перевалов.

Промышленное производство природного урана состоит из следующих основных процессов:

добыча руды и ее транспортирование на место переработки;

дробление, измельчение; механическое обогащение добытой руды, позволяющее выявить и удалить пустую породу;

Рассмотрим основные процессы современного гидрометаллургического производства химических концентратов природного урана и его чистых соединений (рис. 6.3).

6.8. МЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОГАЩЕНИЕ, ДРОБЛЕНИЕ И ИЗМЕЛЬЧЕНИЕ РУДЫ

Из-за неравномерности распределения урановых минералов в рудной массе требуется применять сортировку руды по содержанию ценных минералов и, что очень важно, обнаруживать и отбрасывать пустую породу, т. е. применять обогащение руды урановыми минералами. Существует несколько методов механического обогащения руд: радиометрический, гравитационный и флотационный.

Радиометрическое обогащение основано на использовании специфического свойства урановых руд — радиоактивности. Метод основан на измерении различной интенсивности γ -излучения от отдельных кусков (при максимальном размере последних 200—300 мм) или от порции дробленной и измельченной массы. С помощью автоматического сепарирующего устройства (рис. 6.4) удается отсортировать руду на богатые и бедные по урану сорта и отделить с небольшими затратами пустую породу (от 10 до 50% общей массы обогащаемой руды), направив ее в отвалы.

Радиометрическое обогащение проводится в несколько стадий. Начинается оно непосредственно в забоях рудников, где проверке подвергаются вагонетки с рудой, и продолжается на гидрометаллургическом заводе, где процесс ведется на потоке руды, перемещаемой ленточными транспортерами.

Если же урановые минералы рассеяны по всей рудной массе и ассоциированы с минералами пустой породы и, кроме того, загрязнены илом или глиной, то радиометрическое обогащение большого эффекта не дает. В этом случае применяют гравитационное или флотационное обогащение.

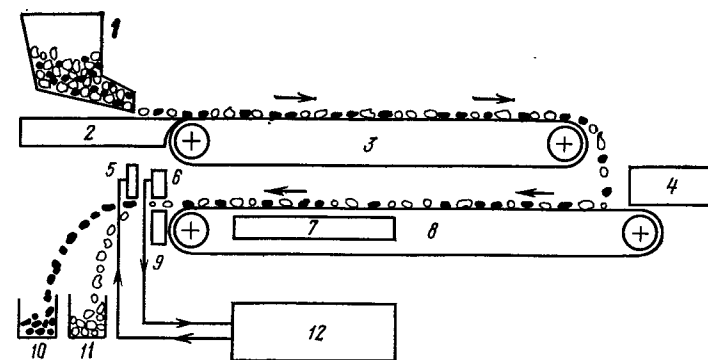


Рис. 6.4. Схема радиометрического сепаратора модели PTZ-17:

1 — питающий бункер; 2 — система питания; 3 — ленточный питатель; 4 — устройство для ускорения движения и стабилизации; 5 — разделяющий механизм; 6 — видеодатчик; 7 — сцинтилляционные счетчики; 8 — главный транспортер; 9 — источник света; 10 — концентрат; 11 — хвосты; 12 — электронное устройство

Гравитационное обогащение основано на разнице плотности ряда урановых минералов ($6,5\text{--}10,5\text{ г/см}^3$) и минералов пустой породы (обычно $2,5\text{--}2,7\text{ г/см}^3$). В гравитационном методе используется закон падения твердых тел в жидкой (обычно водной) среде или водных суспензиях, что требует значительного дробления или измельчения руды. Для очень мелкой руды ($<0,5\text{ мм}$) применяют концентрационные столы.

Гравитационное обогащение успешно комбинируют с другими процессами, например с флотацией.

Флотационное обогащение основано на различии смачиваемости минеральных частиц измельченной ($<0,3\text{ мм}$) руды, благодаря чему частицы одних минералов прилипают к пузырькам воздуха и поднимаются вместе с ними на поверхность пульпы, образуя пену, а частицы других остаются в пульпе. Добавление различных флотационных реагентов (коллекторы, вспениватели, активаторы, депрессоры и пр.) увеличивает или уменьшает природную смачиваемость минералов водой и позволяет лучше их разделять.

Каждый способ обогащения предъявляет свои требования к степени предварительного дробления или измельчения руд: для радиометрического обогащения — $25\text{--}300\text{ мм}$, гравитационного — $0,07\text{--}0,1\text{ мм}$, флотационного — $0,07\text{--}0,15\text{ мм}$. При обогащении руд теряется (направляется в отвалы) от 5 до 15% урана.

Урановые руды в зависимости от условий их залегания добывают открытым способом (в карьерах) или шахтах. На дальнейшую переработку поступают куски руды различного размера. В большинстве случаев руды имеют неравномерно рассеянное по объему тонкое вкрапление урановых минералов (размером $10\text{--}100\text{ мкм}$), которые закрыты или экранированы пустой породой. Поэтому первой технологической операцией является *вскрытие* (обнажение) урановых минералов, освобождение их от обволакивающей пустой породы. Такое вскрытие осуществляют дроблением и измельчением. Тонкое измельчение перед гидрометаллургической обработкой позволяет обнажить урановые минералы хотя бы в одной плоскости, что обеспечивает их прямое химическое взаимодействие с растворителем.

Затраты на дробление и измельчение довольно велики и достигают $10\text{--}15\%$ всех расходов на получение уранового концентрата.

Для дробления крупных кусков используются огромные щековые (раздавливающие) (рис. 6.5) и конусные (истирающие) дробилки, а также мельницы типа «Каскад» или «Аэрофолл» (рис. 6.6) с медленно вращающимся барабаном большого диаметра ($>6\text{ м}$), в котором поднимающиеся крупные куски (размером $>300\text{ мм}$) падают и разбивают куски, находящиеся внизу барабана; тем самым достигается самоизмельчение руды в основном без примешения специальных мелющих тел. Производительность дробилок $75\text{--}350\text{ т}$ руды в час.

Дробление происходит в несколько стадий (обычно три). Например, предварительно размер кусков доводится до 300 мм ; за-

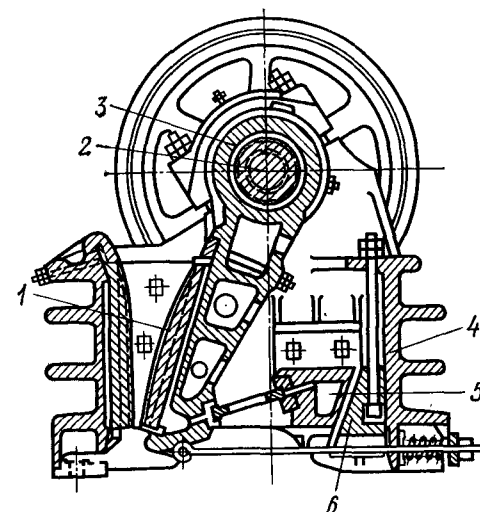


Рис. 6.5. Щековая дробилка со сложным качанием щеки:
1 — подвижная щека; 2 — эксцентриковый вал;
3 — подшипники; 4 — корпус; 5, 6 — регулировочные колодки

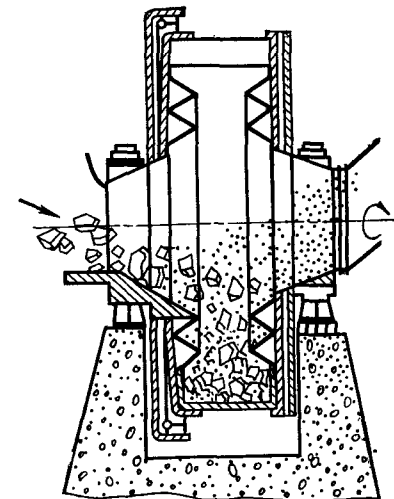


Рис. 6.6. Поперечное сечение бесшаровой каскадной мельницы «Аэрофолл»

тем после отсортировки на различных грохотах-вибраторах более мелких кусков выполняется первая стадия дробления с доведением максимального размера до $90\text{--}100\text{ мм}$. После грохочения проводится вторая стадия дробления до размера $10\text{--}50\text{ мм}$ и третья — до $2\text{--}10\text{ мм}$, после чего руда поступает в бункер и далее на тонкое измельчение с доведением размеров рудных частиц до $50\text{--}200\text{ мкм}$. В мельницах типа «Каскад» достигается одностадийный процесс дробления.

Для тонкого мокрого измельчения применяются шаровые или стержневые мельницы. Тонкомолотая руда выходит в виде пульпы с отношением твердого к жидкому $\tau : ж = 1 : 1\text{--}1 : 0,4$. Недостаточно измельченная руда, пройдя гидравлические классификаторы (гидроциклоны), снова возвращается в мельницу.

Высокая степень измельчения урановых руд вызывает значительные затраты электроэнергии и ремонт оборудования. Стоимость тонкого измельчения доходит до 80% суммарной стоимости дробильно-размольного передела.

6.9. ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ УРАНА

Выщелачивание, или химическое концентрирование, урановых соединений — главная и основная операция гидрометаллургической переработки урановых руд, в значительной мере определяющая технико-экономические показатели процесса в целом. Относительная стоимость процесса выщелачивания составляет $35\text{--}50\%$ стои-

мости всех затрат на гидрометаллургическую переработку, а для бедных руд она еще выше.

В зависимости от химического и минералогического состава руд для выщелачивания применяются различные кислотные или щелочные (карбонатные) реагенты. Главная цель этого процесса — селективно (избирательно) вскрыть урановые минералы и получить глубокое извлечение урана из обогащенной руды при оптимальном расходе химикатов и относительно малом времени ведения этого процесса с применением высокопроизводительного и надежного в длительной эксплуатации оборудования. В зависимости от используемых химических реагентов в результате кислотного выщелачивания в растворе образуются уранилнитраты $[\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2]$, уранилсульфаты $[\text{UO}_2(\text{SO}_4)]$, уранилфосфаты $[\text{UO}_2(\text{H}_2\text{PO}_4)_2]$, уранилкарбонаты типов $\text{Na}_2[\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2]$ и $\text{Na}_4[\text{UO}_2(\text{CO}_3)_3]$ и др. Они имеют различную растворимость в воде. Наряду с ураном в раствор попадают и другие компоненты руды: железо, кальций, фосфор, ванадий, мышьяк, титан и пр.

В настоящее время наиболее распространен метод кислотного выщелачивания нормальным раствором серной кислоты как более экономичный и обеспечивающий высокое извлечение урана. Производительность заводов, работающих по схеме кислотного выщелачивания, различна и составляет 500—700 т руды в сутки. Измельчение руды доводится до 0,5—0,2 мм и тоньше. Процесс ведется при температуре 20—80 °С и продолжается в среднем 12—24 ч при непрерывном перемешивании пульпы.

Карбонатное выщелачивание применяется в случаях, когда в руде содержатся примеси, реагирующие с кислотами (например, CaCO_3 , MgCO_3 , железо). При карбонатном выщелачивании руда должна быть измельчена тоньше, чем при выщелачивании кислотами.

Различают два способа выщелачивания: *перколяционный* и *агитационный*. По первому через неподвижный слой сравнительно крупнокусковой руды, заложенной в емкость (перколятор), просачивается сверху вниз или продавливается снизу вверх выщелачивающий раствор. При агитационном способе тонко измельченная руда и выщелачивающий ее раствор в больших чанах или аппаратах типа пачука перемешиваются обычно воздухом или мешалками, часто с подогревом. Этот процесс можно вести непрерывно. При перколяции же применяется периодическая выгрузка-загрузка и требуется выдержка от нескольких суток до нескольких месяцев. Перколяция проводится в больших бетонных чанах или в кучах, главным образом для дополнительного выщелачивания хвостовых отходов после основного выщелачивания, а также при переработке бедных урановых руд.

На урановых гидрометаллургических заводах применяется преимущественно агитационный способ выщелачивания. Его эффективность в значительной степени зависит от правильного соотношения твердого и жидкого компонентов в пульпе. Обычно при кислотном выщелачивании отношение т:ж в пульпах равно

1:0,8—1:2, при карбонатном — 1:0,8—1:0,4. Из этих соотношений видно, что гидрометаллургические процессы требуют очень большого расхода воды.

Для выщелачивания урановых руд применяются в качестве реагентов серная, азотная и соляная кислоты, сода, бикарбонат натрия и карбонат аммония. Поскольку перерабатываются тысячи тонн руды в сутки, то стоимость процессов выщелачивания в значительной мере определяется стоимостью химических реагентов. Их относительная стоимость, %: серной кислоты 100, азотной 156, соляной 267, соды 150, бикарбоната натрия 198, карбоната аммония 414.

Наиболее дешевые химические реагенты — серная кислота и сода. Соляная кислота и карбонат аммония из-за высокой стоимости применяются редко и лишь при технологической необходимости.

Расход серной кислоты на большинстве заводов составляет 27—50 кг/т руды, а при высоком содержании в руде карбонатов — до 75 кг/т руды. Это значит, что при переработке 3000 т руды в сутки в течение года расходуется до 300 тыс. т серной кислоты.

Для процессов выщелачивания часто требуется окислитель, особенно если содержание UO_2 в руде значительно (например, в настурине) и уран должен быть переведен в наиболее растворимую шестивалентную форму. В этом случае серная кислота используется в смеси с азотной (15%), с пиролюзитом MnO_2 (2—5% массы руды), нитратом или хлоратом натрия и другими окислителями. Азотная кислота — универсальный окислитель, но из-за относительно высокой стоимости применяется главным образом для выщелачивания богатых урановых руд и рудных концентратов. Современная технология выщелачивания позволяет довести извлечение урана из руд до 95—99% и не ниже 85—90% для наиболее трудных условий.

После выщелачивания пульпа поступает на следующую стадию гидрометаллургической переработки — *селективное извлечение из раствора урановых соединений методом сорбции* на органических смолах или *методом экстракции* с помощью не смешивающейся с водой органической жидкости.

В ураноперерабатывающей промышленности проводится непрерывное совершенствование технологии, направленное на снижение капитальных и эксплуатационных затрат на всех стадиях производства. В ряде стран ведется отработка метода кислотного замеса как разновидности кислотного выщелачивания, при котором отпадает необходимость в дорогостоящем тонком измельчении руды и сокращается (на порядок) продолжительность технологического цикла. Сущность метода состоит в том, что грубо размоленная влажная (~5%) руда смачивается крепкой серной кислотой в вертикальном вращающемся барабане и после выдержки в течение 2—4 ч концентрированный раствор с уранилсульфатом отмывается водой и отсасывается через слои руды. Достигается извлечение урана 94—96%. Для некоторых сортов урановых руд метод кислотного замеса дает существенное снижение удельных затрат

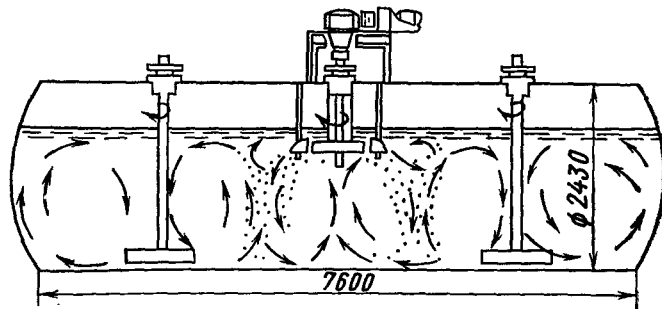


Рис. 6.7. Автоклав для выщелачивания урана из пульп с электромеханическими мешалками

(на 2—5 дол/т руды). Расход серной кислоты практически такой же, как и при обычном выщелачивании.

В последнее время для интенсификации и удешевления процессов получения концентратов природного урана выщелачивание из обогащенных руд проводят в больших автоклавах (рис. 6.7), работающих под некоторым избыточным давлением с применением парового нагрева (до 140—150 °С) и непрерывного механического или воздушного перемешивания пульп. Вскрытие руды в автоклавах резко сокращает продолжительность процесса, снижает расход реагентов и увеличивает извлечение урана (до 96—98%).

6.10. ОСВЕЩЕНИЕ РАСТВОРОВ, ФИЛЬТРАЦИЯ, ПРОМЫВКА И СБРОС ХВОСТОВ

Если сорбция урана проводится как из растворов, так и из пульп, то экстракция осуществляется обычно только из осветленных растворов. Для получения осветленных растворов применяется фильтрация или чаще всего отстаивание и декантация.

Отстаивание (в больших чанах-отстойниках) основано на способности твердых частиц пульпы оседать на дно сосуда под действием силы тяжести. В качестве отстойников применяются весьма крупные емкости. Производительность отстойника прямо пропорциональна скорости падения частиц и размеру свободной поверхности (зеркала) отстойника. По трубе пульпа подается насосами в центральную часть отстойника и, пройдя все зоны отстаивания, накапливается в нижней части. Отсюда с помощью механически движущихся гребков пульпа перемещается к разгрузочному отверстию в центре дна отстойника, а отстоявшийся водный раствор направляется в следующий аппарат (для дополнительного отстаивания) или выводится как готовый продукт. Этот процесс отвода осветленного раствора называется *декантацией*. Обычно отмывку растворимого урана проводят последовательно в нескольких отстойниках по принципу противотока (противоточная декантация).

Сгущенную пульпу (так называемый *хвостовой кек*) из хвостового отстойника аппарата сбрасывают в отвал, который выводится в большие ограждаемые хвостохранилища — пруды. В хвостовых кехах может находиться неизвлеченный уран (несколько сотых долей процента).

После отстаивания и декантации раствор подвергается контрольной *фильтрации* через слой песка, силикагеля, активированного угля или через рамные вакуумные осветлители с фильтрующей тканью, иногда покрытой фильтрующим слоем диатомита. Значительную роль в фильтрации играет и первый слой осадка задержанных частиц, выделившихся из раствора.

Для ускорения отстаивания и лучшего отделения твердых частиц от жидкости применяют специальные синтетические вещества: клеи, смолы, полиакриламид (расход 18—45 г/т руды). Они позволяют вызвать *коагуляцию*, т. е. укрупнение, осаждаемых частиц пульпы и тем самым способствуют увеличению скорости фильтрации. Наиболее распространенным коагулянтом является известь. Особенно трудно осветляются глинистые ураносодержащие пульпы.

Для фильтрации растворов на урановых заводах чаще всего применяют фильтры непрерывного действия: дисковые, барабанные и ленточные вакуумные.

Выщелоченные пульпы перед сбрасыванием в отвал необходимо тщательно отмыть в классификаторах и гидроциклонах. Степень отмывки растворенного урана от твердого осадка зависит от числа стадий отмывки и обычно составляет 98—99%.

В последние годы для интенсификации технологических процессов разделения и фильтрации пульп, сокращения производственных (мощностей) площадей и снижения капиталовложений стали применять осадительные и фильтрующие *центрифуги*. В осадительных центрифугах под действием центробежных сил из пульпы выделяются твердые частицы, которые отлагаются на стенках вращающегося барабана, а оттуда выгружаются с помощью шнеков и специальных ножей.

6.11. ПОДЗЕМНОЕ И КУЧНОЕ ВЫЩЕЛАЧИВАНИЕ

В последние годы получило развитие подземное выщелачивание урановых руд как один из перспективных методов добычи урана. При большой территориальной рассредоточенности рудных скоплений, небольших локальных рудных запасов, особенно в месторождениях, размещенных в пластах песчаных отложений, а также при очень крутопадающих ураноносных пластах невыгодно и дорого строить открытые карьеры или шахты по добыче урановой руды. Оказалось, что можно пробурить систему скважин для закачивания в ураноносные пласты раствора (кислотного, или содового, или из смеси карбонатов аммония), который через определенное время после осуществления цикла выщелачивания будет возвращен на поверхность в виде продукционного раствора. Этот раствор затем передается на сорбционный или экстракционный из-

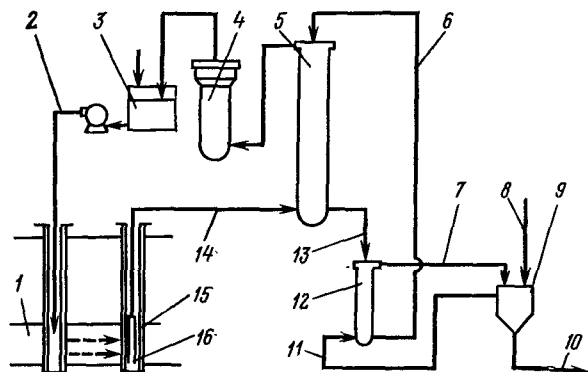


Рис. 6.8. Технологическая схема комплекса подземного выщелачивания урана с последующим извлечением его из раствора сорбционным методом:

1 — закачивающая скважина; 2 — выщелачивающий раствор; 3 — емкость для выщелачивающего раствора (окислителя и бикарбоната натрия); 4 — колонна для очистки воды; 5 — сорбционная колонна; 6 — смола для десорбции; 7 — десорбат на осаждение урана; 8 — реагент; 9 — емкость для осаждения урана; 10 — пульпа химического концентрата; 11 — десорбирующий раствор; 12 — десорбционная колонна; 13 — насыщенный ураном сорбент; 14 — раствор после выщелачивания; 15 — погружной насос; 16 — откачивающая скважина

влечение урана. На рис. 6.8 показана технологическая схема подземного выщелачивания и сорбционного извлечения урана из раствора.

Метод подземного выщелачивания, таким образом, не требует горнорудных работ, транспортирования, дробления, измельчения и обогатения руды, разделения жидкой и твердой фаз после выщелачивания и пр., т. е. коренным образом изменяет существующую технологию и условия добычи урана. Кроме того, при подземном выщелачивании не загрязняется отвалами окружающая среда, в сотни раз снижается объем образующихся отходов на каждый килограмм U_3O_8 , при этом резко сокращаются объемы промышленного и гражданского строительства, сроки ввода в эксплуатацию и освоения новых мощностей.

В настоящее время накоплен уже значительный промышленный опыт подземного выщелачивания урановых руд (СССР, США, Франция) и ведутся дальнейшие исследования по практическому совершенствованию этого метода. Удельные расходы на извлечение 1 кг урана методом подземного выщелачивания сравнимы с расходами по добыче руды открытым способом и в несколько раз меньше расходов при подземной добыче. Доказано, что методом подземного выщелачивания экономично разрабатывать месторождения с содержанием урана 0,05% и ниже.

С 1975 г. в США успешно ведется разработка своеобразного метода так называемого подземного выщелачивания «на месте», т. е. из шахты. Этим методом в 1978 г. добыто 540 т урана. Новый метод включает в себя проходку вертикального ствола и проходку туннеля вдоль всей длины рудного тела, который образует торкретбетонную трубу диаметром 3,4 м с толщиной стенок 100 мм. Из

этой трубы бурятся по всему массиву рудного тела глубокие почти горизонтальные скважины. Отсюда насосами прокачивается сквозь скважины выщелачивающий раствор, и после выдержки откачивается «на гора» продукционный раствор, поступающий затем на сорбцию или экстракцию.

Фирма «Мобил ойл» планирует построить в Саут-Тренде (шт. Нью-Мексико) промышленную установку по подземному выщелачиванию урана мощностью 454 т U_3O_8 в год. Скорость закачки бикарбонатного выщелачивающего раствора в нагнетательные скважины сначала составит 2270 л/мин, а затем будет повышена до 7950 и 11 350 л/мин. Планируется, что численность персонала установки увеличится с 30 до 80 чел. (для разработки месторождений такой же мощности подземным способом потребовалось бы 315 шахтеров). Проектный срок эксплуатации установки на полной мощности — 20 лет.

Метод подземного выщелачивания «на месте» позволяет снизить удельные капитальные и эксплуатационные затраты (на получение 1 т U_3O_8), почти на порядок сокращается потребность в рабочей силе. Его можно использовать и в комплексе с другими методами добычи урана. Реализация ресурсов локальной залежи урана увеличивается на 10—35% из-за лучшего доступа реагентов к наиболее минерализованным участкам, увеличивается безопасность труда.

Большой экономический эффект дает и метод прямого выщелачивания из куч урановой руды (*кучное выщелачивание*) открытым способом, что особенно эффективно для бедных руд с содержанием урана менее 0,1%.

Наряду с подземным и кучным выщелачиванием в некоторых странах (Канада, Великобритания) ведутся исследования по использованию бактерий «тиобацилус феррооксиданс» как окислителей для извлечения урана и железа из руд, особенно из бедных, из рудничных вод, хвостовых отвалов.

6.12. ПОЛУЧЕНИЕ ХИМИЧЕСКИХ КОНЦЕНТРАТОВ УРАНА МЕТОДАМИ СОРБЦИИ И ЭКСТРАКЦИИ

Для производства химических концентратов урана из руды и растворов, получаемых в результате кислотного или карбонатного выщелачивания урановых руд, наибольшее распространение в урановой промышленности получили два метода: *сорбция* и *экстракция*. Метод химического *осаждения* находит эффективное применение главным образом на последней стадии гидрометаллургического процесса, когда из больших объемов десорбционных и реэкстракционных растворов надо перевести уран в твердый осадок — концентрат.

Сорбция урана может осуществляться как из осветленных растворов, так и из пульп; экстракционные же и осадительные процессы могут, как правило, идти только на хорошо осветленных растворах. Устройство сорбционной колонны показано на рис. 6.9.

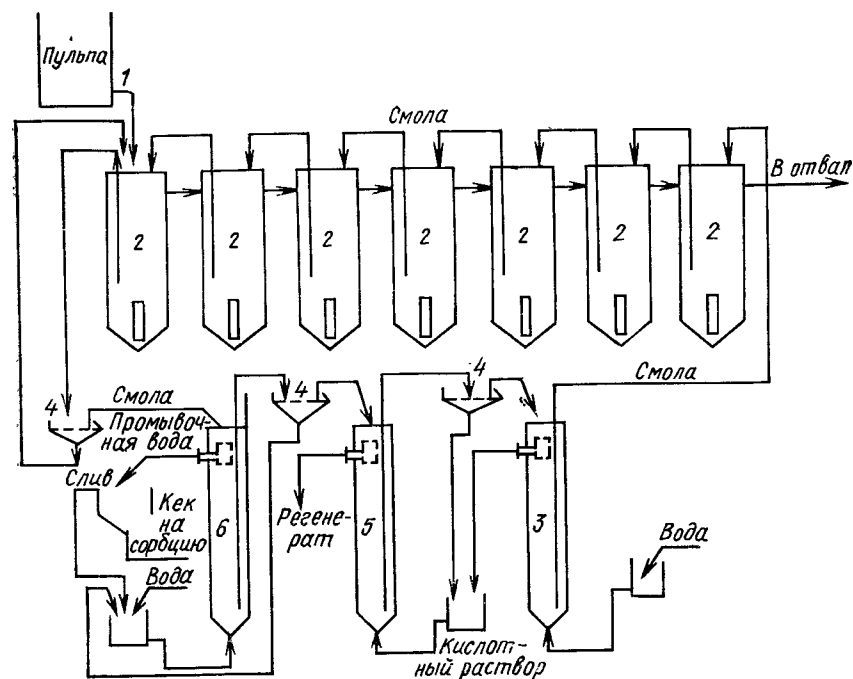


Рис. 6.9. Схема непрерывного бесфильтрационного процесса сорбции и десорбции урана из плотных пульп:

1 — дитатель пульпы; 2 — сорбционные аппараты типа пачука; 3 — колонка для отмывки смолы от избыточной кислотности; 4 — грохоты; 5 — колонка для регенерации (десорбции); 6 — колонка для отмывки смолы от пульпы

Возможность сорбции из пульп (отсепарированных только от крупнозернистых твердых частиц) существенно упрощает процессы, снижает капитальные и эксплуатационные затраты. Поэтому сорбционный метод в настоящее время доминирует в сырьевой урановой промышленности.

Сорбционный метод основан на ионообменных процессах и селективности определенного сорта ионообменных смол по отношению к урановым соединениям, находящимся в растворе или пульпе. Ионообменная смола применяется здесь в виде мелких сферических бело-желтых гранул и вводится в процесс различным образом: в виде слоя неподвижного, периодически перемещаемого или непрерывно циркулирующего вместе с раствором вещества. Десятки и сотни тысяч гранул смолы, омываемых раствором, избирательно сорбируют на своей поверхности преимущественно урановые соединения и в очень небольшой мере соединения некоторых других элементов, находящихся в растворе. Больше всего вместе с ураном сорбируется на смоле трехвалентное железо.

Так как плотность гранул смолы меньше плотности воды, то они в водном растворе могут всплывать, что позволяет по достижении насыщения сорбирующей поверхности отделять смолу от раствора

и осуществлять процесс ее десорбции, при котором смываются с поверхности гранул все сорбированные вещества и получается, таким образом, концентрированный раствор урана. Сама смола при этом регенерируется, восстанавливает свою сорбционную емкость, после чего ее снова возвращают в технологический процесс. Смола от раствора или рудной пульпы отделяется с помощью различных устройств.

В качестве сорбентов используются смолы в двух формах: анионитной и катионитной. Для сорбционных процессов в урановой промышленности и цветной металлургии в СССР и за рубежом созданы высококачественные анионообменные смолы разных марок, обладающие полной нерастворимостью в воде, химической устойчивостью, прочностью и высокой ионообменной емкостью (например, иониты типа амберлита, дауэкса, АН2Ф — в США; АМ, АМП, АМК, АФИ и др. — в СССР).

Средняя емкость смолы анионитного типа по урану составляет 30—40 кг/м³, полнота извлечения урана из раствора достигает 98—99%. На 1 м³ загруженной смолы получается 12—23 кг урана в сутки, что позволяет переработать до 40 т руды в сутки (при содержании урана в руде ~0,05%). Смола считается насыщенной ураном, когда его концентрация в выходящем растворе (фильтрате) сравняется с исходной. Степень насыщения смолы ураном зависит от продолжительности контакта, от состава и количества прошедшего через смолу раствора.

По истечении некоторого срока смола «отравляется» — насыщается некоторыми несмываемыми химическими соединениями, теряет свою сорбционную емкость и требует замены.

В СССР эффективное развитие и широкое промышленное применение получила весьма прогрессивная технология* непрерывного бесфильтрационного процесса сорбции урана из плотных тонкоизмельченных (до 0,15 мм) пульп (т:ж=1:1) в аппаратах типа пачука специальной конструкции, работающих по противоточной схеме с пневматическим перемешиванием пульпы и смолы. Аппараты имеют высокую производительность: на 1 м² поверхности разделительной сетки можно за 1 ч отделить 50—100 т рудной массы, что в 100 раз больше, чем при обычной фильтрации. Сорбция из пульп позволяет совмещать операции по отделению твердой массы от раствора, концентрирование и очистку от примесей. Необходимое количество сорбционных аппаратов соединяют последовательно в технологическую цепочку (см. рис. 6.9), что обеспечивает высокий коэффициент извлечения урана.

Внедрение непрерывного процесса сорбции из плотных пульп явилось крупным достижением советской науки и техники. Оно позволило в 2—3 раза снизить энергозатраты и расход воды, в 3—4 раза повысить производительность труда, сэкономить сотни тысяч тонн химических реагентов и увеличить мощность предприятий. Эта технология открыла доступ к эффективному и комплексному ис-

* Разработка ВНИИХТ под руководством акад. Б. Н. Ласкорина.

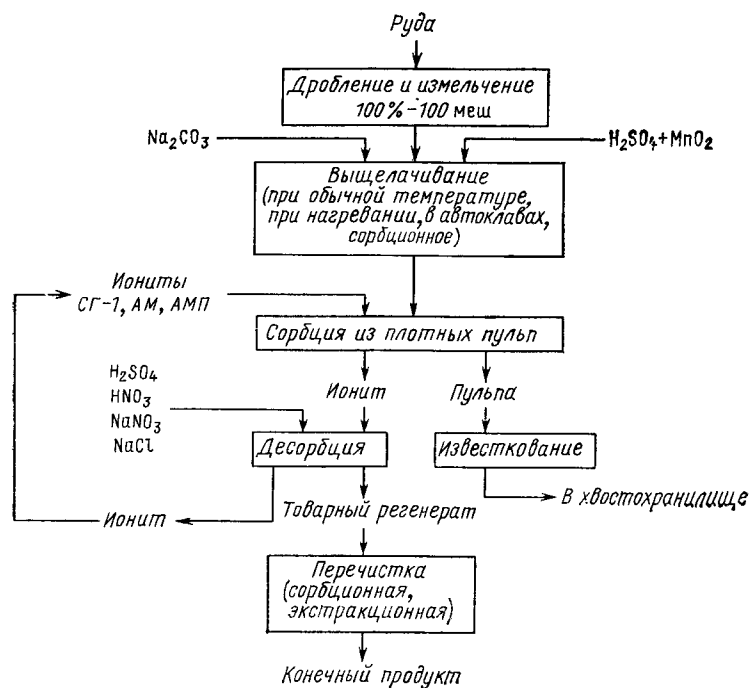


Таблица 6.9. Состав серноокислых рудных растворов и полученных из них сорбционным методом концентратов урана

Компонент	I вариант		II вариант	
	В рудном растворе, г/л	В концентрате, %	В рудном растворе, г/л	В концентрате, %
U ₃ O ₈	0,26	76,40	0,26	94,00
Fe ₂ O ₃	10,15	15,44	6,01	1,86
Al ₂ O ₃	2,00	0,32	1,50	0,36
SiO ₂	1,90	2,17	1,10	1,62
SO ₄ ²⁻	59,40	0,32	42,50	0,30
MgO	4,10	0,84	3,60	0,15
CaO	0,75	0,76	0,58	1,55
MnO	11,48	0,69	11,61	0,18

Из элюата уран осаждается в две стадии с использованием извести и окиси магния. Примерный состав конечного продукта следующий: 87% U₃O₈; 2—2,5% Na; 5,6% H₂O; 0,2% V₂O₅. Обычно основная масса урана сорбируется за 5—10 мин, а равновесие устанавливается через 40—60 мин. Число ступеней сорбции, требующееся для получения сбросного (по содержанию урана) раствора, определяется различными параметрами.

Экстракционный метод переработки рудных растворов основан на свойстве некоторых органических растворителей (экстрагентов), не смешивающихся с водой (простые и сложные эфиры, керосиновые растворы аминов и алкилортофосфатов), образовывать с солями урана и уранила комплексы, которые затем можно реэкстрагировать, т. е. растворять в избытке растворителя и получать концентрированный раствор урана.

При контакте хорошо отфильтрованного и осветленного после выщелачивания урановой руды раствора уран распределяется между водной и органической фазами, и процесс можно провести в несколько стадий (несколько ступеней экстракции), так что практически весь уран будет выведен в органическую фазу, а примеси останутся в водной.

Экстракция всегда сопровождается *реэкстракцией*, т. е. извлечением урана из органического раствора и следующим за этим возвращением экстрагента в цикл. В качестве реэкстрагентов применяются чистая вода или слабые растворы азотной кислоты. Экстракционный метод привлекателен высокой емкостью экстрагента по урану, большей селективностью и глубиной извлечения урана (в пределе до 99,7%), высокой скоростью рециркуляции экстрагента и его дешевизной по сравнению с сорбентами. Экстракция всегда осуществляется с помощью жидкостей, что позволяет легче автоматизировать процессы.

Экстракционный метод — конкурент сорбционно-осадительной технологии, и в ряде случаев его предпочитают сорбционному ме-

Рис. 6.10. Технологическая схема сорбционной переработки урановых руд

пользования бедных урановых руд. Эффективность сорбции из пульп значительно возрастает при совмещении сорбции и выщелачивания. На рис. 6.10 приведена технологическая схема сорбционной переработки урановых руд в СССР.

Процесс вымывания урана с поверхности смолы называется *десорбцией*, или *элюированием*. В качестве промывочной жидкости предпочтительно использовать нейтральные или щелочные содовые растворы. Широко применяется подкисленный водный раствор поваренной соли.

При десорбции урана стремятся иметь минимальный объем промывочного раствора, чтобы получить наиболее концентрированный по содержанию урана раствор — *элюат*. Из элюата уран выделяется в виде концентрата аммиаком, щелочью или окисью магния. Если в элюате много железа, его сначала обрабатывают известью. Однако в результате всех этих и предшествующих операций урановый регенерат загрязняется различными примесями (табл. 6.9). На ряде заводов элюат подвергается *экстракционной пересчетке*, что обеспечивает получение концентрата высокой чистоты (95—96% U₃O₈) и снижает в последующем расход химических реагентов. Цикл десорбции смолы обычно короче по времени, чем цикл сорбции.

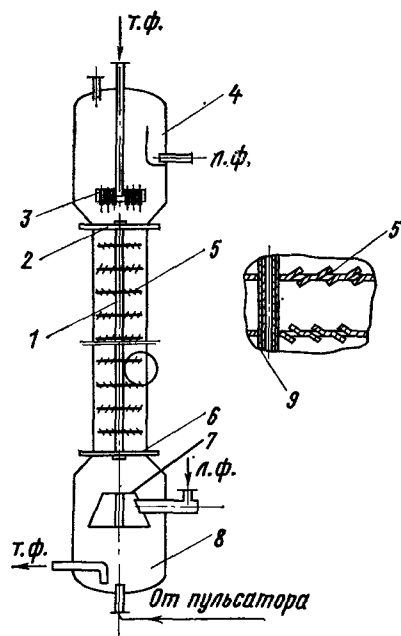


Рис. 6.11. Пульсационная экстракционная колонна с насадкой КРИМЗ:
1 — стержень подвески; 2 — гайка; 3, 7 — рас-
пределители подачи раствора и экстрагента;
4, 8 — отстойные зоны; 5 — насадка КРИМЗ;
6 — опорная решетка; 9 — распределение втул-
ки; т. ф. — тяжелая фракция; л. ф. — легкая
фракция

туду. Экстракция успешно при-
меняется также для производства
достаточно чистых концентратов
урана (до 95—96 % U_3O_8) из
элюатов, полученных в сорбцион-
ном процессе. Широкое примене-
ние экстракционный метод полу-
чил в технологии производства
реакторно-чистых соединений
урана (*аффинаж*).

Экстракция — основной ме-
тод, на котором в настоящее вре-
мя строится промышленная тех-
нология переработки отработав-
шего в ядерных реакторах топли-
ва. Он применяется также в про-

цессах регенерации и очистки урана, извлекаемого из отходов его
производства на различных переделах.

Интенсификация процессов сорбции и экстракции. Во всех про-
цессах массообмена (сорбция, экстракция) их интенсификация до-
стигается усиленным перемешиванием реагентов с помощью меха-
нических мешалок или барботажа воздухом. В последнее время в
химической технологии урана все шире применяется весьма эффек-
тивный метод *пульсационного перемешивания*. В нем не использо-
уются вращающиеся элементы внутри аппарата. Низкочастотные
(возвратно-поступательные) импульсы (от 1 до 300 колебаний в
минуту) подаются на реагенты от пульсатора генератора импуль-
сов (типа вращающегося золотникового пневматического распре-
делителя или поршневого устройства), размещаемого вне химиче-
ского реактора. Периодически создаваемые импульсы приводят в
движение реагенты во всем объеме аппарата благодаря установ-
ленным дырчатым перегородкам, снабженным системой насадок
или сопл (в СССР — насадок типа КРИМЗ *). Таким образом, вся
масса реагентов находится в движении и непрерывно процеживает-
ся через насадки-сопла, установленные под различными углами
так, чтобы создавалось наилучшее перемешивание (рис. 6.11).
Пульсационная аппаратура снабжается автоматическим управле-
нием и работает в непрерывном режиме.

* КРИМЗ — наименование составлено по начальным буквам фамилий со-
ветских изобретателей этой насадки.

Применение пульсационной аппаратуры вместо смесителей-от-
стойников, пачуков и т. п. позволяет существенно интенсифициро-
вать основные процессы в технологии урана: сорбцию (в том числе
из пульп), экстракцию, фильтрование суспензий и сгущение взве-
сей, осветление растворов, перемешивание различных сред, очистку
и промывку аппаратуры, что приводит к значительному сокраще-
нию капитальных и эксплуатационных затрат.

6.13. ОСАЖДЕНИЕ, ПОЛУЧЕНИЕ СУХИХ КОНЦЕНТРАТОВ УРАНА

Метод осаждения оказался неподходящим для извлечения ура-
на из растворов и пульп, полученных после выщелачивания. В этом
процессе господствующее положение заняла сорбция, а во многих
случаях — экстракция. Однако в процессе их десорбции и реэк-
тракции используются большие объемы малоконцентрированных
растворов. Из них надо извлечь в виде твердого осадка концентрат
урана U_3O_8 . Лучше всего это достигается методом осаждения.
Осаждение химических концентратов урана из растворов, их *обез-
воживание и сушка* являются завершающим этапом гидрометал-
лургического производства природного урана. Осаждение выгодно
применять также и в случае сильно разбавленных (разубоженных)
маточных растворов, в которых концентрация урана может быть
минимальной (не более 1—3 мг U на 1 л). В этом случае обычно
применяют дешевое щелочное осаждение, при котором уран вы-
падает в осадок вместе с примесями.

Высокое качество (по чистоте химического концентрата) дости-
гается при осаждении урана перекисью водорода. При действии
перекиси водорода на растворы солей уранила образуется осадок
дегидрата перекиси урана $UO_4 \cdot 2H_2O$, хорошо растворимый в сер-
ной кислоте. Эта реакция используется для тонкой очистки урана
от ряда примесей. Она позволяет также получить высокий коэффи-
циент извлечения урана из раствора.

В качестве основных реагентов для осаждения урана из содо-
вых и кислых растворов применяются аммиак, едкий натр и окись
магния. При необходимости регенераты подвергаются известко-
вой очистке и фильтрованию на фильтр-прессах. Процесс осажде-
ния ведется при температуре 60—80 °C в чанах или пачуках в не-
сколько ступеней при усиленном механическом перемешивании.

Для отделения твердой фазы от жидкой эффективно использо-
уются *центрифуги* непрерывного действия. Получаемый влажный
осадок концентратов подвергается сушке, для чего применяются
сушилки различных конструкций: полочные (на алюминиевых про-
тивнях), шнековые, барабанные и ленточные, обогреваемые паром
или газом. Сушка позволяет снизить влажность концентрата до
2—5%.

Химический состав урановых концентратов, выпускаемых раз-
личными гидрометаллургическими заводами, может значительно
различаться по содержанию в них как U_3O_8 , так и других приме-

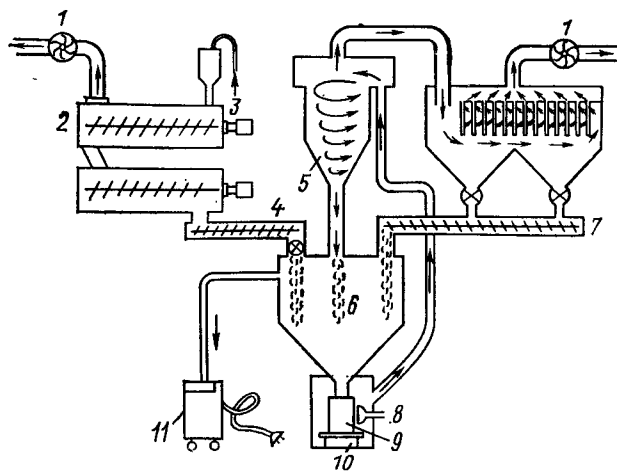


Рис. 6.12. Схема установки для сушки и упаковки химического концентрата урана:

1 — вентилятор; 2 — сушилка; 3 — химический концентрат урана; 4 — шнек; 5 — циклон; 6 — бункер; 7 — толкатель; 8 — вибрирующая подставка; 9 — барабан; 10 — герметичная камера; 11 — пылесос

сей, что зависит от состава перерабатываемых урановых руд и особенностей технологии переработки.

Просушенный концентрат урана (рис. 6.12) после контрольного анализа упаковывают в герметичную металлическую тару и отгружают на урановый металлургический завод для аффинажа в целях получения чистых соединений урана или металлического урана. Концентрат, не прошедший аффинажа, можно направлять на сублиматный завод для получения гексафторида урана, одновременно в этом процессе осуществляется и очистка урана от примесей. Гексафторид отгружают в баллонах на разделительный завод для производства обогащенного урана, направляемого далее на завод по производству твэлов.

Следует подчеркнуть, что при работе с концентратами урана необходимо выполнять строгие правила и требования техники безопасности, установленные для производства и обращения с радиоактивными материалами, их хранения и транспортирования.

6.14. АФФИНАЖ. ПОЛУЧЕНИЕ ИЗ ХИМИЧЕСКИХ КОНЦЕНТРАТОВ ЯДЕРНО-ЧИСТОГО УРАНА

Все ранее рассмотренные технологические процессы по обогащению и выщелачиванию руд, по сорбционному или экстракционному извлечению из них концентратов урана всегда сопровождаются определенной очисткой урана от сопутствующих ему примесей: кремния, алюминия, магния, натрия и др. При осаждении концентраты очищаются от щелочных и щелочно-земельных элементов. Однако полной очистки получаемых химических концентратов достичь не удастся, и сухой прокаленный продукт в большинстве случаев содержит только 60—80% урана, а остальное — различные примеси. И даже если получается продукт с более высокой концентрацией урана (например, 95—96% U_3O_8), количество остаю-

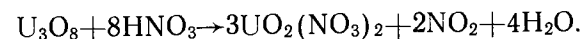
щихся в нем примесей все еще очень значительно. Такой уран не годится для использования в качестве ядерного топлива. Необходима его тонкая очистка от всяких примесей и особенно глубокая очистка от элементов, обладающих большим сечением захвата нейтронов. Требования к чистоте урана предъявляются также сублиматными заводами, превращающими уран в гексафторид, и разделительными заводами, производящими обогащенный уран. Поэтому в производственном цикле переработки урана необходимой и обязательной ступенью являются *аффинажные процессы*, обеспечивающие тонкую очистку и получение ядерно-чистых соединений урана.

Наиболее жесткие требования предъявляются к присутствию в уране таких примесей, как гафний, бор, кадмий, редкоземельные элементы (особенно европий, гадолиний, самарий), обладающих очень большими сечениями захвата нейтронов (сотни и тысячи барн). За ними следуют литий, хлор, марганец, кобальт, серебро (их сечения находятся в диапазоне 10—100 б). На порядок ниже (1—10 б) сечения захвата азота, калия, титана, ванадия, хрома, железа, никеля, меди, цинка, ниобия, молибдена, тория, мышьяка, лантана; менее значительны сечения захвата (0,1—1,0 б) натрия, алюминия, циркония, кремния, фосфора, серы, кальция, свинца, церия; менее 0,1 б — бериллия, углерода, кислорода, фтора и магния.

В ядерно-чистом уране содержание нейтронно-активных примесей (бор, кадмий, редкоземельные элементы и др.) не должно превышать 10^{-5} — $10^{-6}\%$, а таких умеренных поглотителей нейтронов, как железо, кремний, алюминий, ванадий и др., — 10^{-3} — $10^{-4}\%$. Чтобы обеспечить это условие, необходима очень высокая степень очистки исходного концентрата природного урана. Значения коэффициентов очистки* колеблются в пределах от 100 до 1000. Их можно обеспечить только при очень большой селективности процессов очистки и применении чистых реагентов.

В настоящее время наибольшее распространение получила экстракционная очистка химических концентратов урана с применением в качестве экстрагента трибутилфосфата (ТБФ). ТБФ — бесцветная органическая жидкость, представляющая собой сложный эфир: $(C_4H_9O)_3PO$. Плотность ТБФ близка к плотности воды ($0,973 \text{ г/см}^3$). Это очень вязкая жидкость. Для снижения вязкости ТБФ растворяют в нейтральной органической жидкости, например в хорошо очищенном керосине (синтине). Обычно для экстракционных процессов применяется 20—40%-ный раствор ТБФ.

Перед экстракционной очисткой сухие химические концентраты урана растворяются в водном растворе азотной кислоты, при этом закись-окись урана переводится в форму уранилнитрата:



* Коэффициентом очистки называется отношение концентрации примеси в исходном материале к концентрации примеси в продукте.

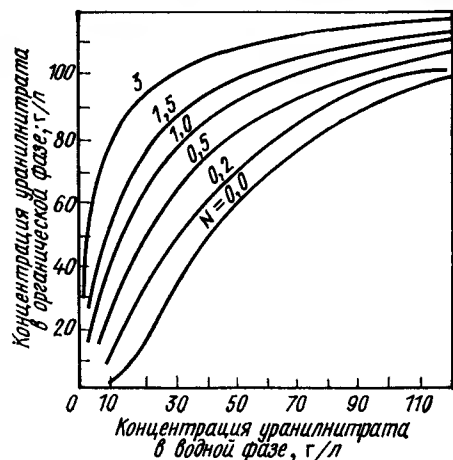
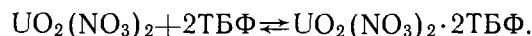


Рис. 6.13. Кривые равновесного распределения урана между органической и водной фазами в системе ТБФ (30 %-ный раствор в керосине) — вода при различном числе молей (N) HNO_3 в водной фазе

После этого подкисленный водный раствор уранилнитрата смешивается с разбавленным ТБФ, образующим органическую фазу для экстракции. При экстракционном процессе происходит распределение растворенного уранилнитрата между органической и водной фазами*. Основная часть уранилнитрата переходит в экстрагент (ТБФ), образуя с ним неионизированные комплексы:



Равновесие экстракционных процессов характеризуется отношением концентраций экстрагируемого элемента в двух фазах ($c_{\text{орг}}$ и $c_{\text{вод}}$) и называется коэффициентом распределения $D_{\text{вод}}^{\text{орг}}$:

$$D_{\text{вод}}^{\text{орг}} = c_{\text{орг}} / c_{\text{вод}}.$$

Коэффициент распределения можно изменять. При добавлении в раствор азотной кислоты или нитратов натрия и магния концентрация урана в органической фазе растет, при разбавлении водой она снижается. На рис. 6.13 приведено равновесное распределение урана между двумя фазами.

Значения коэффициентов распределения уранилнитрата между фазами в растворе довольно высоки и в широком диапазоне изменения содержания азотной кислоты равны ~ 4 .

В то же время коэффициент распределения (ТБФ — вода) примесей, сопутствующих урану (Al, Ca, Cr, Fe, Mg, Na, B, Zn, Co, C, Ni, Mo и др.), составляет 0,0001—0,008, т. е. их экстрагирование в ТБФ в $\sim 10\,000$ раз меньше, чем уранилнитрата. Некоторое исключение составляет церий. Проводя экстракцию в несколько стадий, получают необходимую глубину очистки уранилнитрата от примесей. Чем выше коэффициент распределения, тем меньше нужно стадий экстракции. При $D_{\text{вод}}^{\text{орг}} = 10$ при одном контакте фаз можно получить 90%-ное извлечение, при $D_{\text{вод}}^{\text{орг}} = 1$ за четыре контакта фаз — 94%-ное.

* Органический раствор, насыщенный извлекаемой солью, в химической технологии называется *экстрактом*, а водный раствор, из которого извлекают вещество, — *рафинатом*.

Трибутилфосфат как экстрагент обладает хорошими физико-химическими свойствами: очень малой растворимостью в воде (0,39 г/л); растворимость воды в нем при 25 °С также невелика (64 г/л); большой емкостью насыщения по урану, достигающей при 40%-ном растворе в керосине 150—160 г/л, а при 20%-ном — 70—80 г/л; низкой температурой кипения ($t_{\text{кип}} = 289^\circ\text{C}$); малым давлением паров [1 мм рт. ст. (~ 133 Па) при 100 °С]. Наряду с ТБФ применяют и другие органические экстрагенты (например, ДЭЭГФК-ТОА, ДЭЭГФК+ТБФ).

Реэкстракция чистого уранилнитрата из органической фазы производится в водную фазу с повышением температуры до 60—70 °С. Для тонкой очистки применяется осаждение перекисью водорода H_2O_2 . При переоксидном осаждении уран хорошо освобождается от бора, редкоземельных элементов, хрома, никеля, марганца, кобальта, меди и др. Получаемый при этом пероксид урана $\text{UO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ после отфильтровок и промывки прокаливается.

Один из наиболее совершенных методов осадительного аффинажа урана — его очистка с применением бикарбоната аммония NH_4HCO_3 . Растворением в бикарбонате аммония с последующим осаждением в виде аммонийуранилтрикарбоната $(\text{NH}_4)[\text{UO}_2(\text{CO}_3)_2]$ уран очищается практически от всех примесей. Из этого соединения при прокаливании получают чистые оксиды:

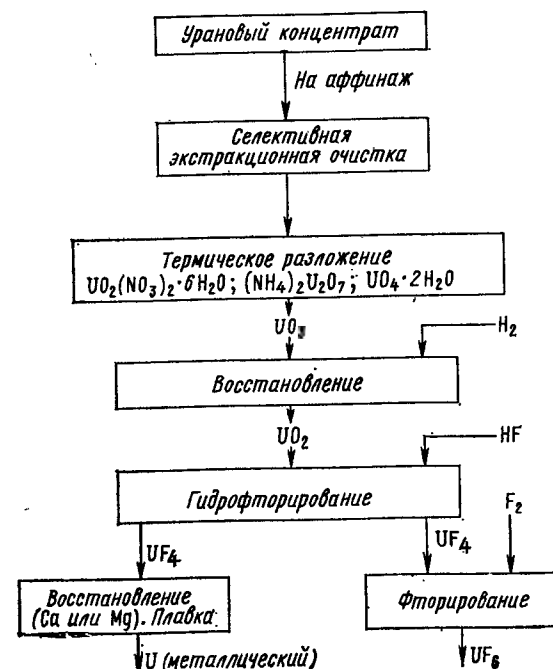


Рис. 6.14. Схема процессов получения чистых продуктов (UO_2 , UF_6) и металлического урана

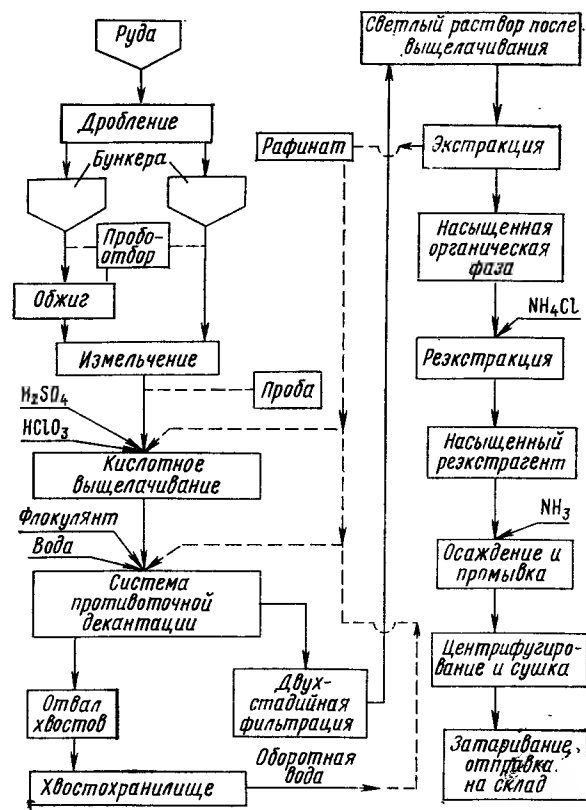


Рис. 6.15. Технологическая схема гидрометаллургического завода фирмы «Конвиста юрениум» (США)

UO_3 (240—350 °C), U_3O_8 (580—620 °C) или UO_2 (750—800 °C без доступа воздуха).

Получение чистых оксидов урана. При прокаливании полученных при аффинаже сухих чистых осадков урановых солей (при температуре до 800—850 °C) осуществляется их термическое разложение и получение сухой чистой закиси-оксида U_3O_8 (плотность 7—8,4 г/см³). Практически любой оксид урана при прокаливании дает закись-окись. Наиболее технологически важными являются реакции получения второго довольно стабильного соединения урана — его триоксида UO_3 — из уранилнитрата $UO_2(NO_3)_2$, диураниама аммония $(NH_4)_2U_2O_7$ и пероксида урана $UO_4 \cdot 2H_2O$. Эти реакции протекают при 250—500 °C.

Триоксид урана при нагревании на воздухе (450—700 °C) превращается в закись-окись урана. Водород, углерод и аммиак при температуре ~700 °C восстанавливают UO_3 до UO_2 . Эта операция широко применяется в технологии урана.

В промышленной технологии урана важное значение имеет также U_3O_8 как промежуточный продукт для получения диоксида UO_2 , тетрафторида UF_4 и гексафторида UF_6 .

Тетрафторид урана можно получать непосредственно из UO_3 , минуя стадию образования UO_2 . В этом случае при воздействии на UO_3 фторирующими реагентами (HF , F_2) получают уранилфторид UO_2F_2 , а в присутствии восстановителей образуется тетрафторид UF_4 — важнейший продукт, используемый для производства металлического урана. При взаимодействии UF_4 с фтором получается гексафторид урана UF_6 , идущий для производства обогащенного урана. Схема процессов получения из концентратов чистых продуктов урана приведена на рис. 6.14.

Технологическая схема современного гидрометаллургического завода (рис. 6.15) фирмы «Конвиста юрениум» (США) дает представление о типичной структуре производства природного урана от добычи руды до получения чистых химических концентратов.

6.15. ЭКОНОМИКА ДОБЫЧИ, ПЕРЕРАБОТКИ УРАНОВЫХ РУД И ПРОИЗВОДСТВА ПРИРОДНОГО УРАНА

Уранодобывающая и ураноперерабатывающая промышленность в ближайшие 10—15 лет превратится в одну из крупнейших отраслей мировой индустрии конца XX в. Ее технический и экономический прогресс, непрерывное совершенствование технологии и организации производства являются важнейшими предпосылками широкого развития ядерной энергетики и увеличения ее прогрессивной роли в истории человечества.

В стоимости применяемого в ядерной энергетике топлива основную часть составляет стоимость добычи, переработки урановых руд и получения урановых концентратов, из которых производится ядерно-чистый металлический уран природного изотопного состава или его соединения. Принято стоимость производства природного урана относить к 1 кг его закиси-оксида U_3O_8 в концентрате*.

В связи с непрекращающейся инфляцией, девальвацией валют и ростом цен в зарубежной литературе после 1973 г. публикуются весьма скудные данные о размерах и структуре издержек при добыче и производстве природного урана. Однако некоторые общие сведения, заслуживающие доверия, публиковались до 1976 г. в США, Канаде и других странах. При рассмотрении данных следует учитывать значительную дифференциацию урановых месторождений по минералогическому составу и концентрации урана в руде и вследствие этого большое различие технико-экономических условий производства. Поэтому данные о затратах и стоимости природного урана различаются и по величине, и по структуре для каждого рудника и каждого ураноперерабатывающего завода (табл. 6.10). В то же время уранодобывающая промышленность в значительной мере монополизирована. Коммерческая политика и

* 1 кг U_3O_8 соответствует 0,8485 кг металлического урана.

Таблица 6.10. Основные технико-экономические показатели некоторых крупных гидрометаллургических урановых заводов США, Канады, Франции и Намибии

Наименование завода, месторасположение, год пуска	Мощность, т руды/сут	Капиталовложе- ния, $\frac{10^6 \text{ дол } \text{U}_3\text{O}_8}{\text{дол/т}}$	Извлече- ние, %	Себестои- мость*, дол/кг U_3O_8 (по курсу 1970 г.)
	т $\text{U}_3\text{O}_8/\text{год}$	(по курсу 1970 г.)		
США				
Блуотер, шт. Нью-Мек- сико, фирма «Анакон- да», 1953 г.	$\frac{3000-3300}{2700-3000}$	$\frac{19,4}{7300}$	97	9
Грантс, шт. Нью-Мекси- ко, фирма «Керр-Мак- Ги», рудник и завод, 1958 г.	$\frac{7000}{4200}$ (с 1969 г.)	$\frac{38,5}{9150}$	97	9
Бассейн р. Паудер, шт. Вайоминг, фирма «Хамбл Ойл», рудник и завод, 1972 г.	$\frac{2000}{1200}$	$\frac{20,0}{16\,000}$	90	9
Маоб, шт. Юта, фирма «Атлас», завод, 1956 г.	$\frac{1700}{1400}$	$\frac{11,2}{9200}$	96	10
Канада				
Район оз. Биверлодж, пров. Саскачеван, фир- ма «Эльдорадо нью- клеар», 1953 г.	$\frac{1850}{1290}$ (с 1974 г.)	$\frac{16 \text{ (ориент.)}}{12\,400}$	95,5	11
Район оз. Эллиот, пров. Онтарио, фирма «Де- нисон майнз», рудник и завод, 1957 г.	$\frac{6000}{2500}$	$\frac{27 \text{ (ориент.)}}{10\,800}$	95,5	9,0
Намибия				
Россинг, фирма «Россинг юрениум», 1976 г.	$\frac{40\,000}{4\,500}$	345	—	—
Франция				
Бессине, деп. Лимузен, фирма «Симо» КАЭ, 1958 г.	$\frac{2000}{1200}$	$\frac{11,0}{9150}$	95	10

* В указанную себестоимость 1 кг U₃O₈ не входят расходы на разведывательные работы и проценты на капитал. С их учетом средняя себестоимость увеличится.

установление цен на уран отражают конъюнктуру уранового рынка и общую тенденцию увеличения затрат на производство энергии и топлива всех видов.

Капитальные вложения в уранодобывающую и ураноперерабатывающую промышленность. По оценкам советских специалистов,

190

Таблица 6.11. Производственные мощности гидрометаллургических заводов, т U₃O₈ год

Страна	Фактическая мощность (1978 г.)	Прогнозируемые мощности при высоком спросе на уран		
		1980—1985 гг.	1985—1990 гг.	1990—2000 гг.
США	21 000	27 000	36 000	44 000
Канада	6500	8000	12 500	11 250
Австралия	900	900	11 800	23 000
ЮАР	3500	4000	6500	8000
Намибия	6000	6000	6000	6000
Нигер	2400	4100	6000	6000
Габон	1200	1200	1200	1200
Франция	2850	2850	3700	4000
Другие страны (без социалистических)	2250	6350	8100	9600
Всего	46 600	60 400	91 800	114 050

представленным на Международную конференцию в Зальцбурге (1977 г.), капитальные затраты на добычу и переработку урановых руд и получение природного урана равны ~50% суммарных капиталовложений в предприятия, обеспечивающие топливоснабжение ядерной энергетики по замкнутому топливному циклу. Около 60% суммарных капитальных вложений в уранодобывающий и ураноперерабатывающий комплекс приходится на разведку и добычу урановых руд (рудники, карьеры, транспортные средства), примерно 40% падает на гидрометаллургический завод. Эти соотношения для отдельных производственных объектов могут существенно различаться. В табл. 6.11 приведены действующие и прогнозируемые мощности гидрометаллургических заводов капиталистических стран при высоком спросе на уран. Прогноз по США оказался сильно завышенным для периода 1980—1995 гг.

При среднем содержании 0,2% закиси-оксида урана в перерабатываемой руде для большинства американских и канадских гидрометаллургических заводов производительностью 500—2000 т руды в сутки (по данным 1970—1973 гг.) удельные капитальные вложения (без рудников) составляли 5000—9000 дол/т руды*, перерабатываемой в сутки, или в пересчете на уран 5000—7000 дол/т U₃O₈ в год.

В связи с общим ростом цен и инфляцией капитальные вложения в гидрометаллургические заводы оценивались в 1977 г. 12—17 тыс. дол. на 1 т перерабатываемой руды с содержанием урана до 0,15—0,1%.

* Средние капитальные затраты на рудниках составляли в США от 67 до 166 дол/т руды (по курсу 1979 г.), в том числе на проходку ствола и выработку 50%, вентиляцию 15%, подземные и наземные сооружения и оборудование 30%, насосы и энергоустройства 5%. В эксплуатационных расходах на руднике зарплата составляет ~55%.

Таблица 6.12. Распределение капитальных вложений на гидрометаллургическом заводе, производящем химические концентраты U_3O_8 , по основным технологическим операциям

Сперация	Удельный вес капитальных вложений, %			
	Кислотное выщелачивание			Содовое выщелачивание
	Экстракция из раствора	Ионный обмен (сорбция из раствора)	Сорбция из пульпы	
Транспортирование, дробление, опробование руды	15—25	15—25	16—27	14—22
Хранение и измельчение руды	11—18	11—18	12—19	14—22
Регулирование плотности	0—2	0—2	0—2	3—5
Выщелачивание	5—15	5—15	5—16	10—17
Классификация, отделение жидкого компонента от твердого	24—38	22—36	10—16	28—36
Осветление раствора, экстракция из раствора, ионный обмен, сорбция из пульпы	14—16	26—32	26—32	—
Сушка и упаковка концентрата	3—6	4—7	4—7	5—13 (включая очистку концентрата)
Захоронение хвостов	1—2	1—2	1—2	1—2
Повторная карбонизация	—	—	—	1—2

Удельные капитальные вложения ниже для крупных предприятий, имеющих более высокую годовую производительность. Они выше для предприятий, перерабатывающих более сложные руды или руды, имеющие различные характеристики, что вызывает необходимость в дополнительных сооружениях и оборудовании.

В табл. 6.12 приведен удельный вес расчетных капитальных вложений в оборудование гидрометаллургических заводов в зависимости от применяемой на них технологии выщелачивания. Видно, что вложения в оборудование для транспортирования, дробления и измельчения руды составляют 30—45% всех затрат.

Стоимость переработки урановых руд и получения химического концентрата U_3O_8 . Структура затрат при добыче руды до получения химического концентрата U_3O_8 может быть представлена (укрупненно) в следующем виде:

эксплуатационные затраты на добычу руды 38—44%;

эксплуатационные затраты на гидрометаллургическую переработку руды и получение концентрата U_3O_8 32—38%;

амортизационные отчисления от капитальных вложений в рудодобывающее и гидрометаллургическое производство 24—30%.

Эксплуатационные затраты на добычу руды состоят из затрат на разведывательные и горно-подготовительные работы, прямых и косвенных. Прямые затраты включают в себя заработную плату

основного производственного и вспомогательного персонала с начислениями, оплату расходуемых материалов и энергии, косвенные — административно-управленческие и некоторые другие затраты. Разведка и добыча руды — трудоемкие процессы, поэтому удельный вес заработной платы в прямых затратах высок (30—75%). В целом прямые затраты на разведку и добычу руды составляют ~50% всех эксплуатационных затрат рудодобывающего предприятия.

Удельные эксплуатационные затраты на добычу 1 т руды сильно различаются для разных рудников — при шахтной и открытой добыче. Они зависят от многих локальных условий, от минерального состава руд и вмещающих их пород, от глубины залегания и мощности рудоносных пластов, от характера покрывающих пород и пр. При подземной добыче руд эксплуатационные затраты на разведку (бурение и т. п.) и горно-подготовительные работы (проходка штолен, их крепление, обустройство) составляют 17—25%, а при открытой добыче из-за высокой выемки покрывающих пустых пород и связанных с этим транспортных операций — 50—70% суммарных затрат на добычу руды.

В прямых эксплуатационных затратах на гидрометаллургическую переработку существенную долю составляют затраты на электроэнергию, тепло, воду и металл (сталь), расходуемые при дроблении и измельчении руды. Так, затраты только на энергию и воду составляют 5—20% прямых затрат на переработку руды.

Расход стали для дробления и измельчения руды в США колеблется от 0,045 кг/т руды для песчаных руд до 0,45 кг/т для более крепких руд. В Канаде при измельчении урановой руды из сланцевых конгломератов в две стадии расход стали для стержневых и шаровых мельниц составляет 360—560 кг стержней и 1—1,5 т шаров на 1000 т измельчаемой руды. На современном крупном урановом заводе перерабатывается в год 1 млн. т руды и более и расход стали весьма значителен. Отсюда тенденция к переходу на бесшаровой и бесстержневой помол путем применения мельниц ударного самоизмельчения типа «Каскад» или «Аэрофолл».

При кислотном выщелачивании затраты на кислоту, а при содовом — на кальцинированную соду, известь и едкий натр составляют 50—80% всех затрат на химические реагенты, которые, в свою очередь, составляют 30—58% прямых эксплуатационных затрат гидрометаллургического завода. Кроме затрат на эти основные реагенты значительны затраты на окислители, флокулянты, осадители, смолы и пр.*

* Средний расход реагентов и других материалов на 1 т руды на гидрометаллургических заводах США, Канады, Франции и других стран при кислотном выщелачивании следующий: серная кислота — 50—67 кг; азотная кислота (60%) — 1,8—3,6 кг; окислители: хлорат натрия — 1,2—2,5 кг; пиролюзит — 3,6—7,3 кг; флокулянт — 0,023—0,225 кг; аммиак — 0,49—0,67 кг; оксид магния — 0,9 кг; известь — 4,5—21,5 кг; известняк — 7,2 кг; вода — 1,5—2,0 т.

Одним из важных направлений в совершенствовании химической технологии на ураноперерабатывающих заводах является снижение затрат на реагенты, а также реализация так называемой безотходной технологии, включающей в себя регенерацию и возврат в цикл химреагентов, очистку сбросных вод и отработавших растворов, их многократное использование.

Некоторую характеристику структуры и удельного веса основных технологических операций, %, в стоимости производства концентратов U_3O_8 на гидрометаллургическом заводе дают следующие данные по основным переделам:

подготовка руды к выщелачиванию (дробление, измельчение) — 11;

выщелачивание — 36;

отделение твердого от жидкого — 14;

сорбция или экстракция — 24;

осаждение химического концентрата — 6,2;

обезвоживание, сушка — 3,3;

сбор хвостов и их обезвреживание — 5,5.

Следует отметить, что на подготовку руды к выщелачиванию, само выщелачивание и фильтрацию раствора приходится 50—60% всех затрат на гидрометаллургическом заводе.

Потребность в рабочей силе и зарплата существенно зависят от мощности гидрометаллургических заводов, их технического оснащения, применения укрупненного оборудования и средств механизации и автоматизации технологических процессов. Так, для переработки 400 т руды/сут по американским данным требуется 89 чел., 1000 т в сутки — 116 чел., 2000 т в сутки — 143 чел., 5000 т в сутки — 185 чел., при этом производительность их труда равна соответственно 4,5; 8,6; 14,0 и 27,0 т/(чел·сут).

Для определения стоимости производства природного урана, включая затраты на разведку и добычу руд, их переработку и получение химического концентрата, с учетом как эксплуатационных затрат, так и затрат на амортизацию производственных фондов (будем их называть *капитальными затратами*) американские специалисты провели расчеты и опубликовали типичные данные (табл. 6.13), оцененные исходя из условий США. Из данных таблицы виден рост эксплуатационных и капитальных затрат на добычу 1 т руды и на производство 1 кг U_3O_8 , происшедший за 2 года после энергетического кризиса 1973 г. Расчеты проведены применительно к крупному горно-металлургическому комплексу, где добывается и перерабатывается 2000 т руды в сутки и производится около 8400—9000 т U_3O_8 в год. Руда — песчаник с содержанием 0,15% U_3O_8 . Среднегодовое извлечение урана принято равным 94%. Открытая добыча с коэффициентом вскрытия 24:1 (отношение массы перемещаемой пустой породы к массе руды). В приведенные данные не включены затраты в аффинажном производстве.

Из табл. 6.13 видно, что в стоимости 1 кг U_3O_8 (1975 г.) затраты на разведку и транспортирование (перемещение) руды и пустой породы составляют 70—75%. Поэтому важнейшим направлением

Таблица 6.13. Типичные эксплуатационные и капитальные затраты и удельная стоимость производства 1 т урановой руды и 1 кг U_3O_8 на крупном уранодобывающем заводе США

Вид затрат	Эксплуатационные затраты, дол/т руды		Капитальные затраты, дол/т руды		Эксплуатационные затраты, дол/кг U_3O_8		Капитальные затраты, дол/кг U_3O_8	
	1973 г.	1975 г.	1973 г.	1975 г.	1973 г.	1975 г.	1973 г.	1975 г.
Разведка и горно-подготовительные работы	—	—	2,29	4,52	—	—	1,80	3,50
Добыча руды:								
открытым способом	1,85	3,77	5,19	8,08	1,30	3,40	4,10	6,35
подземным способом	8,15	22,27	6,09	9,23	6,30	18,10	4,80	7,26
Транспортирование руды	0,75	0,94	—	—	0,60	0,75	—	—
Налог на разработку недр:								
при открытой добыче	0,94	1,67	—	—	0,70	1,30	—	—
при подземной добыче	1,34	2,37	—	—	1,00	1,86	—	—
Гидрометаллургическая переработка:								
при открытой добыче	7,94	14,16	9,13	15,28	6,10	11,0	7,20	~12,0
при подземной добыче	14,64	33,36	10,03	16,43	11,40	26,2	~7,9	~13,0

технического прогресса в уранодобывающей промышленности является максимальное удешевление процессов добычи урановой руды. На это направлены расширение открытой добычи и подземное выщелачивание, в том числе «на месте». Если стоимость 1 кг U_3O_8 (сумма эксплуатационных и капитальных затрат) оценивалась в 1973 г. для открытой добычи 13,3 дол., то в 1975 г. — 23 дол., а для подземной — соответственно 19,3 и 39,2 дол.*. Приводимые ниже данные о динамике роста цен природного урана на капиталистическом рынке за период 1970—1978 гг. находятся в некотором соответствии с данными табл. 6.13, которые как бы подводят базу для обоснования существующей эскалации цен, в которую заранее закладывается ежегодный рост инфляции.

Министерство энергетики США опубликовало данные по расчетной стоимости добычи руды в США по различной технологии (табл. 6.14) в весьма широком диапазоне.

Суммарные затраты для получения 1 кг U_3O_8 зависят от содержания в руде урана. При прочих равных условиях стоимость получаемого из руды природного урана будет тем выше, чем ниже среднее содержание урана в 1 т руды. Однако если из очень бедных руд, например из фосфоритов, содержащих 0,009—0,014% (и не более 0,02%) урана, одновременно извлекается и уран, и фосфор-

* Средняя стоимость добычи и переработки руды в США к началу 1981 г. повысилась до 53,3 дол/кг U_3O_8 (с учетом прибыли). В США и Намибии наиболее высокая из всех капиталистических стран стоимость производства урана.

Таблица 6.14. Расчетная стоимость добычи урановой руды в США *

Вид затрат	Стоимость			Примечание
	минимальная	максимальная	средняя	
Стоимость земельного участка и поисково-разведывательных работ, дол/кг U_3O_8	0,67	16,20	5,30	—
Налог на разработку недр, дол/кг U_3O_8	0—2,2	5,5—12,6	2,9—4,3	—
Транспортирование руды, дол/т руды	0,05	5,10	1,50	—
В стоимости добычи руды эксплуатационные затраты составляют:				
Добыча руды, дол/т:				
открытым способом	~11	~41	23	40 %
подземным способом	23	78	41	70 %
подземным выщелачиванием	11	38	24	60 %

* Расчет сделан для добычи руды из месторождений, отнесенных по стоимости производства к категории до 66 дол/кг U_3O_8 (по оценкам 1978 г.).

ная кислота (ее содержание в руде выше 20—30%), то при такой комплексной переработке стоимость каждого из этих продуктов снижается и находится на коммерчески рентабельном уровне. Кроме того, извлечение урана из фосфоритов обеспечивает получение высококачественной обезуранинной фосфорной кислоты или минеральных удобрений на ее основе.

В СССР попутное комплексное извлечение ценных компонентов из ураносодержащих руд широко внедрено в уранодобывающей промышленности и выполняется по высокоэффективной технологии. Таким образом, нельзя прямолинейно утверждать, что природный уран будет тем дороже, чем ниже содержание его в руде без учета комплексной переработки руд и попутного извлечения из них ценных продуктов (помимо урана).

Цены на природный уран. За годы (1973—1978 гг.), прошедшие после разразившегося энергетического (нефтяного) кризиса и увеличения в несколько раз цен на экспортируемую нефть, на капиталистическом урановом рынке наблюдался непрерывный рост цен и на природный уран. Динамика роста цен на уран в США выглядит так:

Год	Цена, дол. США/кг U_3O_8	Год	Цена, дол. США/кг U_3O_8
1970	11	1979	93—95
1972	13,3	1980	67—70
1973	17,6	1981	52—57
1974	26,6—33	1984	33—44
1975	45—55	1988 (прогноз)	~67
1976	66—68	1990—1995 (прогноз)	≥90
1977	91,5	ОЭСР и ДОВЕ США)	
1978	92—99		

Прогнозировалось, что с учетом ежегодного роста инфляции на 10 % цены будут неуклонно расти и составлять в 1980 г. — 110, в 1985 г. 155 и в 1990 г. 170—178 дол/кг U_3O_8 . Столь резкий рост цен на природный уран за рубежом связывался с общим ростом цен и особенно на топливо и энергию всех видов с инфляцией, девальвацией валют ведущих капиталистических стран и прежде всего доллора США, а также с ориентацией ряда индустриально развитых государств

на форсированное развитие ядерной энергетики, позволяющее сократить потребление импортной нефти. Во всяком случае, высокий рост цен на уран не вызван сокращением запасов урана, снижением его среднего содержания в рудах или ухудшением технологии (наоборот, она непрерывно совершенствуется).

И это подтвердилось неожиданно резким снижением цен на природный уран в последние годы (рис. 6.16). В 1980 г. цена 1 кг U_3O_8 снизилась до 67—70 дол., а в 1983—1984 гг. — до 44—33 дол. Такое снижение цены объясняют временным перепроизводством урана, избытком запасов на складах, значительным сокращением спроса на уран в связи с сокращением заказов на АЭС и уменьшением (в 1,5—2 раза) ранее прогнозируемых на ближайшие 15—20 лет масштабов строительства АЭС в основных капиталистических странах, а прежде всего в США, ФРГ, Великобритании и др. Вероятно, снижение цен в 1980—1984 гг. носит сугубо конъюнктурный характер. По данным Министерства энергетики США в последующие годы предлагается увеличение средней договорной цены с учетом инфляции: к 1988 г. до 67 дол/кг U_3O_8 , а в 1990—1995 гг. до 90 дол/кг U_3O_8 . Рыночные цены на уран, как правило, выше цен по долгосрочным договорам на поставки, но более двух третей всех поставок урана выполняется на договорной основе. В то же время даже такое значительное снижение цены на природный уран обеспечивает уранодобывающим компаниям приемлемую рентабельность производства и высокие прибыли.

Считается, что параллельный рост цен на органическое топливо и уран уравнивает условия экономического соревнования обычной и ядерной энергетики.

Рыночную конъюнктуру и цены на уран на мировом капиталистическом рынке в значительной мере определяют нефтяные монополи, в руках которых находятся и основные производственные мощности уранодобывающей промышленности.

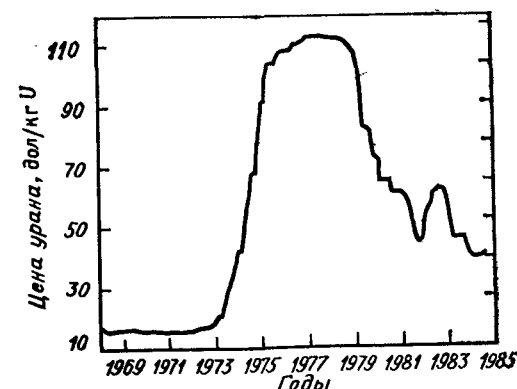


Рис. 6.16. Динамика снижения цены природного урана (U_3O_8) на мировом капиталистическом рынке

Важнейшие показатели, которые характеризуют экономический уровень уранодобывающей промышленности и определяют в конечном счете стоимость урана, следующие:

- 1) содержание урана в рудах, условия их добычи из недр;
- 2) содержание в рудах сопутствующих урану ценных и полезных компонентов, извлекаемых одновременно с ураном;
- 3) коэффициенты извлечения урана и сопутствующих ему компонентов из руд;
- 4) удельная трудоемкость, материало- и энергоемкость технологических процессов;
- 5) удельные затраты, связанные с обеспечением защиты окружающей среды;
- 6) эффективность использования основных средств при добыче и переработке урана; фондоотдача и рентабельность;
- 7) себестоимость переработки 1 т руды и производства 1 кг U_3O_8 , включая аффинаж.

6.16. УРАН ИЗ МОРСКОЙ ВОДЫ

Свыше 20 лет в ряде стран (в Японии, США, ФРГ, Великобритании) ведутся исследования путем экономичного извлечения урана из морской (океанской) воды, где он содержится в огромных, практически неисчерпаемых количествах. При средней концентрации урана в морской воде $3,3 \text{ мг/м}^3$ в объеме Мирового океана ($1,39 \cdot 10^{18} \text{ м}^3$) содержится $\sim 4,5 \cdot 10^9 \text{ т}$ урана, причем на глубине около 100 м растворено около 100 млн. т урана, и это количество можно рассматривать как непосредственно доступное для промышленного извлечения.

Изотопный состав урана в океанской воде заметно не отличается от изотопного состава урана, извлекаемого из горных пород и земных недр.

Технологические проблемы промышленного извлечения урана из морской воды связаны с весьма низкой концентрацией в ней урана, а также с большим избытком сопутствующих ему ионов кальция, магния, хлора и др., концентрация которых в морской воде (мг/м^3) составляет $3,3U$, $19,4 \cdot 10^6 Cl$, $2,7 \cdot 10^6 SO_4^{2-}$, $0,14 \cdot 10^6 HCO_3^-$. Следовательно, молярная концентрация урана на шесть порядков ниже, чем суммарная концентрация большинства ионов. Уран в морской воде находится преимущественно в виде весьма устойчивого анионного комплекса — уранилтрикарбоната $[UO_2(CO_3)_3]^{4-}$.

Многолетние исследования показали, что по экономическим и экологическим соображениям наиболее приемлемой технологией является сорбционное извлечение и концентрирование.

Адсорбент должен удовлетворять определенным требованиям. Прежде всего, он должен иметь максимальную емкость при естественном значении pH, так как любое изменение pH потребует дополнительного расхода кислоты. На 300 млн. м^3 морской воды, в которой содержится 1 т урана, потребуется около 9000 т чистой серной кислоты или 18 000 т соляной кислоты, чтобы снизить pH с 8,3

до 7. Адсорбент должен быть недорогим, не растворяться в воде и десорбирующем растворе, быть устойчивым к воздействию химических веществ и истиранию, не должен загрязнять водный бассейн.

Наиболее подходящим адсорбентом сначала считался гидратированный гидроксид титана. Однако он непрочен, малоселективен и имеет невысокую емкость. В последние годы созданы хелатные ионообменные смолы, обладающие более высокими механическими и химическими свойствами. В ФРГ, Японии, США синтезировано и испытано более 260 образцов органических адсорбентов. Исследования показали, что гранулы полиакриловых амидоксимных нонитов обладают высокой скоростью адсорбции урана и большой емкостью по урану, достигающей 3000 мг/кг смолы за 180 сут насыщения, что в ~ 14 раз превосходит адсорбирование на оксиде титана. Лучшую скорость насыщения, но при меньшей емкости показали гуминовые кислоты, которые экологически инертны даже в больших количествах.

Матрица для нанесения тонкого ($\sim 100 \text{ мкм}$) адсорбирующего, надежно фиксированного слоя гуминовой кислоты может быть выполнена в виде сетки из нейлоновых нитей (Япония). Модуль сетки будет состоять из 3000 волокон диаметром 300 мкм, длиной 100 мм и иметь эффективную площадь адсорбирующей поверхности $0,28 \text{ м}^2$ и сорбционную емкость $\sim 2,5 \text{ г}$ урана. Комплект таких «сетей для ловли урана» может погружаться в океан на глубину до 400 м, и сам всплывать (его удельный вес меньше 1) или втягиваться на судно через каждые 1—2 ч для десорбции (элюирования) за 20 мин. Испытания в Японии показали, что 1 т гуминовой кислоты способна поглотить 100 г урана, при этом концентрация урана в морской воде, подвергшейся обработке, уменьшится на $\sim 1 \text{ мг/м}^3$, т. е. на $\sim 30\%$. За сутки можно проводить девять циклов.

Расчеты показывают, что установка производительностью 250 т/год урана с эффективностью цикла адсорбции — элюирования 0,76 потребует примерно 1000 т гуминовой кислоты, фиксированной на 400 млн. носителей — модулей типа описанной выше сетки. Каждые 10 сут (через 90 циклов) носитель должен вновь покрываться гуминовой кислотой, которая хорошо фиксируется на нейлоновых нитях черным торфом.

Оценка стоимости получения урана из морской воды с использованием гуминовой кислоты в качестве адсорбента приведена в табл. 6.15.

Как видно из таблицы, основная доля затрат приходится на оплату адсорбентов и химикатов.

Расчеты английских специалистов показывают, что при использовании в качестве адсорбента оксида титана общие производственные затраты (по ценам 1978 г.) были бы равными $\sim 3160 \text{ дол/кг}$ U_3O_8 .

Выполненные в США расчеты (1982 г.) показали, что при использовании анионитов амидоксимного типа с насыщением по ура-

Таблица 6.15. Оценочная стоимость получения урана из морской воды (250 т в год *)

Статья затрат	Затраты, 10 ⁶ дол. (%)	Составляющие себестоимости по статьям затрат, дол/кг U ₃ O ₈
Амортизация и капитальный ремонт средств производства	43 (20,3)	144
Эксплуатационное обслуживание	10 (4,7)	34
Замена адсорбентов	58 (27,3)	196
Химикаты и их транспортирование	56 (26,4)	190
Энергия	8 (3,8)	26
Зарплата	9 (4,2)	31
Прочие расходы, включая извлечение урана из элюата	28 (13,2)	97
Итого	212 (100)	~718 (~850 дол кгU)

* В пересчете на U₃O₈ примерно 295 т/год.

ну 5000 мг/кг за 3,5 сут стоимость извлечения урана в первый год эксплуатации составит 280 дол/кг U₃O₈.

Эффективная технология добычи урана из морской воды может быть осуществлена на установках специально оборудованных кораблей. Создание таких установок на берегу с прокачкой через сорбенты гигантских количеств морской воды бесперспективно.

Действительно, морскую воду в этом технологическом процессе можно рассматривать как своеобразный весьма разбавленный раствор бедной урановой руды, готовый для извлечения урана методом сорбции. Закачиваемая на технологическую установку морская вода предварительно должна пройти через фильтры для очистки от ила, водорослей и морских организмов. Содержание урана в морской воде постоянно и составляет ~3,3 мг/м³. Следовательно, если даже будет обеспечено 80%-ное извлечение, т. е. 2,5 мг/м³, то для получения 1000 т урана в год нужно прокачать через фильтры и сорбенты 400·10⁹ т морской воды, или ~50 млн. м³/ч (при работе 8000 ч в год). Такой расход циркуляционной воды прокачивается через конденсаторы турбин современных АЭС и ТЭС, имеющих суммарную мощность 150—200 млн. кВт.

Общая установленная мощность циркуляционных насосов для прокачки при напоре 6—10 м вод. ст. (0,06—0,10 МПа) и КПД=0,8 равна 1—1,7 млн. кВт. При среднегодовом коэффициенте использования мощности 0,8 потребление ими энергии составит 8—14 млрд. кВт·ч, или 8—14 млн. кВт·ч/т U. При коэффициенте извлечения урана около 50% затраты электроэнергии на 1 т урана возрастут в 1,5—1,6 раза.

При прокачке необходимо обеспечение непрерывного подвода свежей воды, несмешивание этого потока свежей воды с водой, прошедшей через сорбционную установку. Удаляемая после сорбции вода является как бы отвалом или «пустой» породой такого урано-

добывающего завода. Высокие капитальные и эксплуатационные затраты и чрезмерное потребление энергии для прокачки воды могут свести на нет выгоду от получаемого по такой технологии урана.

Возникают также большие трудности с удалением значительных отходов в виде гидроокиси титана, карбонатов кальция, магния и др. Для завода производительностью 1000 т урана в год требуется удалить около 1 млн. т таких отходов.

Для небольших масштабов производства урана из морской воды предлагалось использовать циркуляционную воду АЭС или ТЭС, турбины которых охлаждаются морской водой. Но, как можно видеть из приведенных выше данных, такой путь даст малый эффект.

Английские специалисты подсчитали, что через конденсаторы турбин всех прибрежных электростанций Великобритании прокачивается за год вместе с морской водой только около 70 т растворенного в ней урана. Отсюда следует, что технология с применением принудительной прокачки морской воды через адсорбенты экономически неприемлема и бесперспективна. Поэтому в настоящее время ведутся исследования и разработки установок для извлечения урана из морской воды, размещаемых только на специальных кораблях или плавучих платформах. Заводы можно располагать также на островах, находящихся в зоне постоянных морских течений (Курисио у берегов Японии, течения у Багамских и Антильских островов и др.).

ГЛАВА 7

ОБОГАЩЕННЫЙ УРАН

7.1. ОБОГАЩЕННЫЙ УРАН — КОНЦЕНТРИРОВАННОЕ ЯДЕРНОЕ ТОПЛИВО. МЕТОДЫ ОБОГАЩЕНИЯ УРАНА

Современная ядерная энергетика базируется на реакторах на тепловых нейтронах*, в которых в качестве ядерного топлива используется *обогащенный уран*, т. е. уран с концентрацией ²³⁵U, превышающей его массовое содержание в природном уране (0,711 %). Применение в реакторах на тепловых нейтронах слабообогащенного урана, содержащего до 5 % ²³⁵U, обуславливает большую глубину выгорания топлива, высокую удельную энергопроизводительность с каждой тонны топливной загрузки, компактность активной зоны и прочие важные преимущества. Работа на обогащенном уране позволяет существенно снизить массовые потоки урана во внешнем топливном цикле: в производстве твэлов и

* Работают на природном уране только тяжеловодные реакторы CANDU и в настоящее время вновь не сооружаемые, но еще находящиеся в эксплуатации графитогазовые реакторы типа реакторов Магnox. Их доля в общей мощности АЭС в мире в 1980 г. составила около 12 %, в 1985 г. уменьшилась до 8 % и далее будет снижаться.

ТВС, в транспортировании и хранении отработавшего топлива, его химической регенерации. Все это в целом позволяет получать от АЭС с современными реакторами на тепловых нейтронах большой мощности значительный экономический эффект.

Без урана высокого (до 90 %) и среднего (до 20 %) обогащения невозможно создание современных исследовательских реакторов, а также ядерных реакторов для атомного морского флота. Уран среднего обогащения используется для первых загрузок активных зон реакторов на быстрых нейтронах при их работе в конвертерном режиме.

Таким образом, обогащенный уран является концентрированным и высококалорийным ядерным топливом современной ядерной энергетики, обеспечивающим ее технический прогресс и экономическую конкурентоспособность. Промышленное производство обогащенного урана — важная стадия ядерного топливного цикла. Однако разработка эффективных методов разделения изотопов урана и промышленное получение обогащенного урана в крупных масштабах оказались весьма сложной научной и инженерно-технической задачей.

Огромные принципиальные трудности решения этой задачи связаны с тем, что для разделения изотопов урана невозможно применить обычные химические методы. Как известно, изотопы одного и того же химического элемента имеют одинаковые заряды, но различаются своими атомными массами. Это обуславливает и некоторые различия в физических и химических свойствах изотопов элементов. И хотя эти различия невелики, они все же позволяют с успехом использовать их в промышленных методах разделения изотопов урана.

Некоторые методы разделения основаны на прямом использовании различия масс ионов, молекул или атомов. Примерами могут служить электромагнитное разделение (в том числе с использованием плазменных центрифуг), газодиффузионный метод, разделение в газовых центрифугах, газодинамические методы (в том числе с использованием разделительного сопла или вихревой трубки).

В обычном *электромагнитном методе* разделение достигается благодаря тому, что ускоренные до одинаковой энергии ионы движутся поперек постоянного магнитного поля по окружностям, радиус которых зависит от массы иона. Следовательно, смесь ионов, вышедших из источника, разделяется в таком электромагнитном сепараторе на пучки, каждый из которых содержит ионы только одной массы. Наибольшее расхождение между разделительными пучками достигается после того, как ионы пройдут путь, равный половине окружности. Если в соответствующих этому условию местах установить коллекторы ионов, то в идеальном случае можно собрать полностью разделенные изотопы урана. В реальных условиях имеют место процессы, приводящие к тому, что в коллектор, предназначенный для извлечения какого-нибудь одного изотопа, частично попадают и другие. Поэтому на практике элек-

тромагнитный метод не позволяет полностью разделить изотопы элемента, однако высокое обогащение достигается в однократной операции. По своей физической природе электромагнитный метод разделения изотопов наиболее универсален и может быть применен к любому химическому элементу.

В методе *газовой диффузии* используется различие скоростей теплового движения молекул изотопов, имеющих разную массу, при принудительном прохождении ими весьма малых по размерам пор и капилляров специальной пористой перегородки (газодиффузионного фильтра) в условиях вакуума, когда молекулы практически не сталкиваются между собой. Этот метод можно применять для разделения смесей изотопов, находящихся в газообразном состоянии. В случае урана наиболее пригодным для этой цели оказался гексафторид урана UF_6 .

Разделение изотопов в *газовой центрифуге* основано на том, что при термодинамическом равновесии в потенциальном поле центробежных сил устанавливается равновесное распределение молекул по Максвеллу—Больцману, существенно зависящее от молекулярной массы. В равновесном состоянии концентрация легких молекул относительно выше вблизи оси, а концентрация тяжелых молекул — возле стенки ротора. Как и в методе газовой диффузии, исходная смесь изотопов для разделения в центрифуге должна быть газообразной (гексафторид урана). Метод газовых центрифуг называют также *центробежным методом*.

В основе *метода разделительного сопла**, разрабатываемого в ФРГ для обогащения урана, лежит отклонение дозвуковой газовой струи. При малом радиусе кривизны линий тока и большой скорости струи газ приобретает значительное центробежное ускорение, приводящее к частичному разделению смеси (аналогичные процессы имеют место в роторе газовой центрифуги). Однако в отличие от центробежного метода эффект разделения в сопле возникает в неравновесных условиях газодинамического течения смеси. Разновидность метода разделительного сопла представляет собой *метод вихревой трубки*, разрабатываемый в ЮАР. В целях увеличения скорости струи, а тем самым и увеличения эффекта разделения в качестве технологического газа применяется водород в смеси с небольшим по объему (не более 4 %) количеством гексафторида урана.

В *физико-химических методах* (ректификация, изотопный химический обмен в системах газ—газ, газ—жидкость, газ—твердое тело, жидкость—жидкость, жидкость—твердое тело) используются различия изотопного состава в двух различных равновесных физических или химических фазах. Для тяжелых элементов, в том числе для урана, эти различия невелики, но они значительно возрастают для легких элементов. Поэтому физико-химические методы получили практическое применение для разделения изотопов легких элементов (водорода, кислорода, азота, углерода).

* См. § 7.9.

В США и некоторых других странах разрабатывается *лазерный метод* разделения изотопов элементов в двух вариантах — с использованием молекулярных соединений (UF_6) и с использованием атомов (в парообразном состоянии) * химических элементов. В случае урана идея первого варианта заключается в том, что гексафторид урана, т. е. смесь $^{235}\text{UF}_6$ и $^{238}\text{UF}_6$, предполагается облучать инфракрасным излучением лазера с такой длиной волны, которая поглощается только одним типом молекул, например $^{235}\text{UF}_6$. Поглощая свет, эти молекулы переходят в возбужденное состояние с более высокой энергией. Смесь возбужденных и невозбужденных молекул можно подвергнуть действию мощного ультрафиолетового или инфракрасного излучения, при поглощении которого возбужденные молекулы $^{235}\text{UF}_6$ диссоциируют с образованием твердого соединения (порошка) $^{235}\text{UF}_5$, которое может быть выделено тем или иным физическим методом. Невозбужденные молекулы при таком дополнительном облучении диссоциации не подвергаются.

Во втором варианте селективное возбуждение атомов ^{235}U , находящихся в виде металлического пара, проводится излучением перестраиваемых лазеров в видимой части спектра. Возбужденные атомы ^{235}U при дополнительном облучении могут быть ионизированы, а образовавшиеся ионы извлечены из смеси с нейтральными атомами электромагнитными методами.

В идеальных условиях лазерным методом может быть достигнуто полное разделение изотопов. В реальных условиях высокое обогащение может быть получено в однократной операции (в одной ступени разделения).

В США разрабатывается также *плазменный метод* разделения, основанный на использовании ионного циклотронного резонанса. В однородном магнитном поле частота обращения иона по круговой орбите (ионная циклотронная частота) зависит от массы иона и напряженности магнитного поля, причем радиус орбиты зависит от энергии иона. Ионные циклотронные частоты изотопов ^{235}U и ^{238}U различаются примерно на 1 %. Если направить в плазму электромагнитное излучение, частота которого совпадает с ионной циклотронной частотой иона ^{235}U , то оно будет поглощаться только этими ионами; тогда энергия ионов ^{235}U будет возрастать, радиус их орбиты увеличится, так что в результате произойдет пространственное разделение орбит ионов ^{235}U и ^{238}U , и каждый из этих изотопов может быть собран на соответственно расположенных коллекторах. Этот метод может обеспечить высокое обогащение на одной разделительной ступени.

7.2. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ПРОИЗВОДСТВА ОБОГАЩЕННОГО УРАНА. КОЭФФИЦИЕНТ РАСХОДА СЫРЬЯ

В настоящее время основным, а до недавнего времени единственным промышленным методом производства обогащенного урана был *газодиффузионный*. В последние годы получает все боль-

* О лазерном методе см. подробнее в § 7.11 и § 7.14.

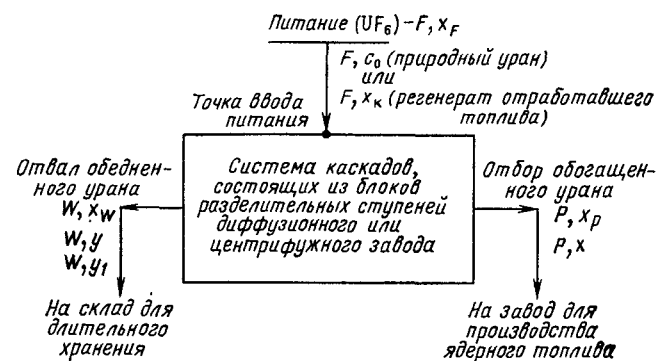


Рис. 7.1. Принципиальная схема производства обогащенного урана

шее промышленное развитие конкурирующий с ним *центрифужный (центробежный)* метод разделения изотопов урана, основанный на применении высокоскоростных газовых ультрацентрифуг. В обоих методах применяют уран в виде гексафторида UF_6 . В газообразной фазе гексафторид урана является наиболее удобным рабочим материалом технологического процесса.

Промышленные методы разделения изотопов урана для получения высокообогащенного ^{235}U продукта были впервые разработаны в США в связи с программой создания атомной бомбы (электромагнитный, центрифужный и газодиффузионный методы). Позднее газодиффузионная технология, как наиболее отработанная, была использована в США и некоторых других странах для промышленного производства обогащенного урана как ядерного топлива для ядерной электроэнергетики и атомного флота.

Принципиальная схема производства обогащенного урана методами газовой диффузии или газовых центрифуг приведена на рис. 7.1. Эффекты разделения в единичной операции для этих молекулярно-кинетических методов сравнительно невелики, и для получения продукта с желаемой степенью обогащения требуется многократное повторение единичной операции. С этой целью разделительные элементы (газодиффузионные ступени или газовые центрифуги) соединяются по схеме противоточного каскада, обеспечивающего необходимое умножение единичного эффекта разделения.

Как на газодиффузионные, так и на центробежные заводы уран поступает для обогащения в виде гексафторида урана; в том же виде с заводов выходит обогащенный и обедненный уран, причем несколько десятых долей процента потока питания из-за химических взаимодействий остается внутри разделительного оборудования и трубопроводов, накапливаясь там в виде твердых отложений, например в виде UF_4 . В качестве питания на заводы может поступать гексафторид, содержащий или природный уран с концентрацией $^{235}\text{U } c_0 = 0,711\%$, или обедненный уран — отвалный продукт разделительного процесса, или слегка обогащенный (а

возможно, и обедненный) уран — регенерат облученного урана, прошедшего переработку и очистку на радиохимическом заводе.

Разделительные заводы могут иметь несколько точек питания для подачи гексафторида урана с различной концентрацией ^{235}U и несколько точек для отбора продукта с различной степенью обогащения (на рис. 7.1 показана схема разделительного завода с одной точкой питания и одной точкой отбора).

На питание разделительного завода подается поток исходного гексафторида урана F^* с концентрацией x_F (%), причем значение x_F определяется видом исходного сырья. Если используется природный уран, то $x_F = c_0 = 0,711\%$. При использовании для питания каскадов регенерированного урана $x_F = x_k$, где $x_k < c_0$ или $x_k > c_0^{**}$.

В точке питания газовый поток гексафторида урана раздваивается так, что каскад делится на две секции — *обогащения* и *извлечения* (регенеративную секцию). Вправо от точки питания (рис. 7.1) вдоль каскада идет поток газа, непрерывно обогащаемый легким изотопом урана в процессе прохождения через разделительные ступени. Этот поток принято называть *потоком легкой фракции*. Поток легкой фракции из каждой ступени *превышает* возвращаемый в предыдущую ступень поток обедненного газа (так называемой *тяжелой фракции*) на расчетное значение потока P обогащенного урана. В конце секции обогащения, где достигается заданное обогащение ^{235}U , равное x_P или x (при этом $x_P > x_F$ или при питании природным ураном $x > c_0$), производится отбор указанного потока P . Этот обогащенный уран в дальнейшем передается на завод для изготовления топлива.

Влево от точки питания движется поток газообразного гексафторида урана, непрерывно обедняемый легким изотопом ^{235}U и соответственно обогащаемый тяжелым изотопом ^{238}U . Здесь на каждой ступени поток тяжелой фракции превышает поток легкой фракции, движущийся в направлении к точке питания, на величину потока обедненного урана, извлекаемого в конце регенеративной секции. Обедненный уран с концентрацией ^{235}U , равной y (при этом $y < c_0$) и обозначаемой в общем виде x_W (при этом $x_W < x_F$), образует *отвал* разделительного производства. Отвалы в виде твердого гексафторида (или превращенного в другую форму, например UO_2 , UO_3) поступают на склады, где накапливаются и хранятся там до того времени, когда обедненный уран потребуются как исходный материал, из которого в реакторах-размножителях на быстрых нейтронах будет производиться новый делящийся материал — плутоний. Недостаточно обедненный уран может поступить снова на разделительный завод в качестве питания для более глубокого извлечения ^{235}U и получения обогащенного про-

Таблица 7.1. Выход обогащенного урана, кг, на 1 т природного урана* при различном содержании ^{235}U в отборе и отвале

$x, \%$	$y=0\%$	$y=0,1\%$	$y=0,2\%$	$y=0,3\%$	$y=0,4\%$
1	711,0	678,9	638,7	587,1	518,3
2	355,5	321,6	283,9	241,8	194,4
3	237,0	210,7	182,5	152,2	119,6
4	177,7	156,7	134,5	111,1	86,4
5	142,2	124,7	106,5	87,5	67,6

* В расчете принято $c_0 = 0,711\%$.

дукта при существенно меньшем содержании ^{235}U в новом отвале, равном y_W (при этом $y_W < x_W$). Наряду с y_W принято также обозначать отвал y (при этом $y < c_0$), а вторичный отвал y_1 , при этом $y_1 < y$.

Содержание в отвалах ^{235}U определяет очень важную характеристику процесса — глубину извлечения ^{235}U из исходного природного продукта. До настоящего времени содержание ^{235}U в отвалах разделительных заводов США устанавливалось равным 0,25—0,30 %. При таком отвале извлечение ^{235}U из природного урана составляет в среднем 58—63 %, при содержании ^{235}U в отвале 0,2 % извлечение может достичь 70 %, а при содержании ^{235}U 0,1 % извлекается 86 %. Соответственно снижается удельный расход природного урана.

В соответствии со схемой процесса коэффициент расхода природного урана f_0 для получения 1 кг обогащенного урана при заданном содержании ^{235}U (обогащении) $x, \%$, и содержании ^{235}U в отвале $y, \%$, можно найти, решая совместно уравнения:

материального баланса (питание = отбор + отвал)

$$F = P + W \quad (7.1)$$

и баланса легкого изотопа урана (^{235}U)

$$Fc_0 = Px + Wy. \quad (7.2)$$

Положив $P = 1$ и исключив путем подстановки $W = F - P$ неизвестное W , получим выражение для коэффициента расхода f_0 природного урана, $\frac{\text{кг природного урана}}{\text{кг обогащенного урана}}$:

$$f_0 = \frac{F}{P} = \frac{x - y}{c_0 - y}. \quad (7.3)$$

В табл. 7.1 приведен выход обогащенного урана на 1 т природного урана для различного обогащения и содержания ^{235}U в отвале. Если вместо природного урана с содержанием ^{235}U , равным c_0 , для питания разделительного завода используется регенерат урана, полученный после радиохимической переработки отработавшего в

* Здесь и далее применяются принятые в литературе обозначения по начальным буквам английских слов: Feed (питание), Product (продукт), Waste (отвал, отбросы).

** Индекс «к» здесь обозначает регенерированный уран, получаемый после переработки облученного топлива и поступающий на обогащение.

реакторе топлива с содержанием ^{235}U x_k , большим *, чем содержание природного урана ($x_k > c_0$), то формулу (7.3) можно преобразовать к следующему виду, $\frac{\text{кг регенерированного урана}}{\text{кг обогащенного урана}}$:

$$f_{\text{рег}} = \frac{x - y}{x_k - y}. \quad (7.4)$$

Если в качестве исходного сырья для питания разделительного завода используется сильно выгоревший ($x_k < c_0$) в реакторе и затем регенерированный на радиохимическом заводе уран или берется со складов отвал со сравнительно высоким содержанием ^{235}U (например, $y = 0,3 \div 0,5 \%$) и имеются производственные возможности и экономическая целесообразность более глубокого извлечения из него ^{235}U до содержания в отвале $y_1 < y$, например до $y_1 = 0,1 \div 0,15 \%$ (проблема переработки богатых отвалов), то в этом случае вычисляется коэффициент расхода такого обедненного урана на получение 1 кг урана с содержанием ^{235}U , равным природному c_0 , $f_{\text{об}}$, $\frac{\text{кг обедненного или отвального урана}}{\text{кг природного урана}}$:

$$f_{\text{об}} = \frac{c_0 - y_1}{y - y_1}. \quad (7.5)$$

Приведенные в формулах (7.3) — (7.5) коэффициенты расхода исходного урана, поступающего на обогащение в форме гексафторида, даны без учета некоторых материальных потерь продукта, которые неизбежны в любом технологическом процессе. Такие потери (обозначим их γ) * имеются и на разделительном заводе. Они весьма малы и составляют десятки доли процента ($\gamma \leq 0,005$). Эти потери возникают главным образом в результате химического взаимодействия (своеобразной коррозии) гексафторида урана с контактирующими материалами, парами воды и пр. При этом возникают нелетучие соединения урана (например, тетрафторид урана — зеленая соль), осаждающиеся на внутренних стенках оборудования разделительных заводов. Они могут быть извлечены лишь при остановках и ремонтах. С учетом потерь коэффициенты расхода необходимо умножить на $1 + \gamma$. В контрактах на «обоганительный сервис» диффузионные заводы США принимают потери урана равными 0,5 % (т. е. $\gamma = 0,005$), что учитывается при возврате заказчикам отвального продукта.

7.3. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ТЕОРИИ РАЗДЕЛЕНИЯ ИЗОТОПОВ ЭЛЕМЕНТОВ И ИХ ПРИМЕНЕНИЕ К УРАНУ

Разделительный элемент и разделительная ступень. Как уже говорилось, для молекулярно-кинетических методов, к которым относятся газодиффузионный и центробежный, характерно много-

* Отработавшее расчетную кампанию топливо большинства реакторов типа PWR, в том числе советских реакторов ВВЭР-440 и ВВЭР-1000, содержит невыгоревший слабообогащенный уран ($x_k > c_0$).

** γ — потери продукта, приведенные к концентрации исходного сырья c_0 .

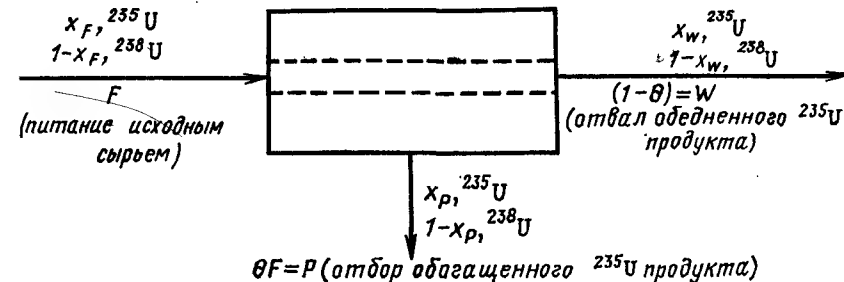


Рис. 7.2. Схема работы разделительного элемента

кратное повторение единичного эффекта разделения, реализуемого в разделительном элементе. Для этого разделительные элементы соединяются в разделительный каскад. *Ступенью каскада* называется группа параллельно соединенных разделительных элементов (например, центрифуг). В газодиффузионном каскаде понятия ступени и разделительного элемента совпадают: ступенью является единичная газодиффузионная машина.

Разделительный элемент (рис. 7.2) работает по следующей схеме. На вход в элемент поступает поток исходной смеси F (питание); внутри элемента этот поток разделяется на два потока — поток обогащенной (легкой) фракции $P = \theta F$ (отбор) и поток обедненной (тяжелой) фракции $W = (1 - \theta)F$ (отвал); θ обычно называется *коэффициентом деления потока*. В процессах обогащения урана можно считать, что гексафторид урана представляет собой бинарную смесь, состоящую из $^{235}\text{UF}_6$ и $^{238}\text{UF}_6$, так как содержание ^{234}U весьма мало и им можно при дальнейшем рассмотрении пренебречь.

Коэффициенты разделения и обогащения. Процесс разделения смеси двух изотопов в разделительном элементе или разделительной ступени характеризуется *коэффициентом разделения*, который выражает отношение концентрации (массовой доли) нужного изотопа (в данном случае ^{235}U) в бинарной смеси *после* процесса разделения к его концентрации в бинарной смеси *перед* осуществлением этого процесса. При определении получаемого в разделительном элементе обогащения или обеднения данным изотопом, т. е. приращения или снижения его массовой доли (концентрации), удобно пользоваться *коэффициентами обогащения или обеднения*, которые равны соответствующим коэффициентам разделения минус единица.

Рассмотрим процессы обогащения и обеднения изотопом урана ^{235}U в разделительном элементе. Пусть на входе в разделительный элемент массовая доля (концентрация) ^{235}U в гексафториде урана равна x_F , а доля содержащегося в нем ^{238}U составляет $1 - x_F$. После разделения доля ^{235}U в обогащенной фракции увеличится и станет равной x_P , а в обедненной фракции она уменьшится и составит

x_W . Напротив, доля тяжелого изотопа ^{238}U в обогащенной фракции уменьшится и будет равна $1-x_P$, тогда как в обедненной фракции она возрастет и станет равной $1-x_W$. Введем теперь относительные концентрации как отношение долей легкого и тяжелого изотопов соответственно на входе в разделительный элемент: $R = x_F/(1-x_F)$, в обогащенной фракции: $R' = x_P/(1-x_P)$ и в обедненной фракции: $R'' = x_W/(1-x_W)$. Поскольку и обогащенная, и обедненная фракции по изотопному составу отличаются от исходной смеси, то для характеристики качества работы разделительного элемента вводятся два *коэффициента разделения*: по обогащенной фракции α и по обедненной фракции β *:

$$\alpha = \frac{R'}{R} = \frac{x_P(1-x_F)}{x_F(1-x_P)}; \quad \beta = \frac{R''}{R} = \frac{x_F(1-x_W)}{x_W(1-x_F)}. \quad (7.6)$$

Соответствующие им *коэффициенты обогащения* ϵ' и *обеднения* ϵ'' определяются следующим образом:

$$\epsilon' = \alpha - 1; \quad \epsilon'' = \beta - 1. \quad (7.7)$$

Преобразуя уравнения (7.6) и подставляя $\epsilon' + 1$ вместо α и $\epsilon'' + 1$ вместо β , получаем значение концентрации легкого изотопа урана в легкой (обогащенной) фракции:

$$x_P = x_F(1 + \epsilon') / (1 + \epsilon' x_F) \quad (7.8)$$

и в тяжелой (обедненной) фракции

$$x_W = x_F / [(1 + \epsilon'')(1 - x_F) + x_F]. \quad (7.9)$$

Теперь найдем обогащение

$$\Delta' = x_P - x_F = \epsilon' x_F (1 - x_F) / (1 + \epsilon' x_F) \quad (7.10)$$

и обеднение

$$\Delta'' = x_F - x_W = \epsilon'' x_F (1 - x_F) / [1 + \epsilon''(1 - x_F)]. \quad (7.11)$$

Положив $\epsilon' \ll 1$ и $\epsilon'' \ll 1$, найдем формулы для определения обогащения и обеднения изотопом ^{235}U в разделительном элементе (или разделительной ступени)

$$\left. \begin{aligned} \Delta' &= x_P - x_F = \epsilon' x_F (1 - x_F); \\ \Delta'' &= x_F - x_W = \epsilon'' x_F (1 - x_F). \end{aligned} \right\} \quad (7.12)$$

Коэффициент полного обогащения. Полное изменение концентрации ^{235}U , производимое в разделительном элементе (ступени), равно сумме обогащения и обеднения:

$$\begin{aligned} \Delta &= \Delta' + \Delta'' = x_P - x_W = \\ &= (\epsilon' + \epsilon'') x_F (1 - x_F) = \epsilon x_F (1 - x_F). \end{aligned} \quad (7.13)$$

* При определении α и β используются объемные концентрации, но они для ^{235}U и ^{238}U мало отличаются от массовой доли.

Сумма коэффициентов обогащения и обеднения называется *коэффициентом полного обогащения ступени* ϵ , т. е.

$$\epsilon' + \epsilon'' = \epsilon. \quad (7.14)$$

Для разделительного элемента (или ступени) должны выполняться уравнения материального баланса смеси и каждого изотопа. Для легкого изотопа (^{235}U) уравнение материального баланса имеет вид

$$\theta F x_P + (1 - \theta) F x_W = F x_F. \quad (7.15)$$

Из этого уравнения следует, что

$$\theta x_P + (1 - \theta) x_W = x_F. \quad (7.16)$$

Подставляя из (7.12) значения x_P и x_W , получаем соотношения между коэффициентами обогащения и обеднения

$$\theta \epsilon' = (1 - \theta) \epsilon''; \quad \epsilon' = (1 - \theta) \epsilon; \quad \epsilon'' = \theta \epsilon.$$

Отсюда

$$\epsilon' / \epsilon'' = (1 - \theta) / \theta. \quad (7.17)$$

Практически в разделительных ступенях диффузионных и центрифужных заводов потоки легкой и тяжелой фракций стремятся иметь примерно равными, т. е. имеет место деление потока исходной смеси пополам или $\theta \approx 0,5$. Тогда $\epsilon' \approx \epsilon'' \approx \epsilon/2$.

Изменение коэффициента деления потока θ довольно заметно отражается на значении коэффициентов обогащения и обеднения. Например, при $\theta = 0,49$ $\epsilon' / \epsilon'' = 1,04$, при $\theta = 0,51$ $\epsilon' / \epsilon'' = 0,98$.

Поддержание стабильного значения коэффициента деления потока газа в разделительных каскадах осуществляется с помощью высокочувствительных и достаточно точных, т. е. имеющих весьма малый коэффициент неравномерности, автоматических регуляторов. Такие регуляторы расхода газа устанавливаются на каждой разделительной ступени на потоке тяжелой фракции (на заводах США).

Все указанные выше уравнения позволяют сделать вывод, что работа разделительной ступени *качественно* характеризуется двумя величинами, например коэффициентом деления потока θ и коэффициентом полного обогащения ϵ (который может зависеть от θ). Однако одними только коэффициентами полного обогащения и деления потоков процесс разделения в ступени характеризуется не полностью. Необходимо еще знать, с какой скоростью или с каким массовым расходом F проходит через разделительную ступень газовая смесь двух разделяемых изотопов.

Таким образом, процесс разделения в ступени (или в элементе) полностью характеризуется тремя величинами: расходом F , коэффициентом полного обогащения ϵ и коэффициентом деления потока θ . Эти величины можно объединить в одной характеристике. Такой характеристикой служит *разделительная мощность* (или *разделительная способность*) ступени δU .

Понятие разделительной мощности ступени тесно связано с понятием работы разделения, или разделительной работы.

7.4. РАБОТА РАЗДЕЛЕНИЯ. ПОТЕНЦИАЛ РАЗДЕЛЕНИЯ. РАЗДЕЛИТЕЛЬНАЯ МОЩНОСТЬ*

Известно, что энтропия изотопной смеси газов всегда больше, чем энтропия отдельных элементов, составляющих эту смесь. В разделительной ступени за данный отрезок времени обеспечивается определенное убывание энтропии смеси двух изотопов, введенной в эту ступень. Величина этого убывания энтропии единицы массы смеси зависит как от состава изотопной смеси, так и от достигнутого уровня изменения энтропии, которым соответствует изменение концентрации или массовой доли разделяемых изотопов. Такова общая основа физических процессов изотопного обогащения газовых смесей, оцениваемого затратами так называемой работы разделения.

В технологии разделения изотопов урана понятие *работы разделения* (РР) имеет весьма важное значение. Количественное определение работы разделения как величины, характеризующей меру физических усилий, совершаемых при разделении изотопов урана, было предложено английскими физиками Пайерлсом и Дираком. Они предположили, что существует функция U , которой можно характеризовать «ценность» данной изотопной смеси как в количественном, так и в качественном отношении. Эту «функцию ценности» можно представить в виде произведения количества смеси на функцию $V(x)$, зависящую только от концентрации извлекаемого изотопа и характеризующую качество смеси. Функция $V(x)$ называется *потенциалом разделения*. Необходимо отметить, что функция ценности не имеет ничего общего с денежным выражением, и ее не следует смешивать с ценой изотопной смеси.

Процесс разделения смеси для любого метода можно представить схематически следующим образом. До начала процесса имелось некоторое количество исходного материала F (кг) с концентрацией легкого изотопа урана x_F ; изотопная ценность этого продукта определяется значением функции $U_F = FV(x_F)$. После процесса разделения из этого материала получится обогащенный продукт в количестве P (кг) с концентрацией легкого изотопа x_P и обедненный продукт в количестве W (кг) с концентрацией x_W ; изотопная ценность этих продуктов будет соответственно $U_P = PV(x_P)$ и $U_W = WV(x_W)$. Таким образом, в результате разделения функция ценности U_F увеличится на величину ΔU :

$$\Delta U = U_P + U_W - U_F = PV(x_P) + WV(x_W) - FV(x_F), \quad (7.18)$$

т. е.

$$FV(x_F) + \Delta U = PV(x_P) + WV(x_W).$$

Величина ΔU характеризует меру работы, которую необходимо затратить, чтобы получить из первоначальной газовой бинарной смеси два новых продукта — обогащенный и обедненный одним из изотопов этой смеси. Приращение функции ценности, характе-

ризующее изменение потоков и их изотопного состава при прохождении смеси через разделительное устройство, и называется *работой разделения*. Как видно из формулы (7.18), работа разделения, необходимая для получения P (кг) обогащенного продукта, зависит от содержания ^{235}U в отборе x_P , в отвале x_W и в исходном материале (питании) x_F и от количества урана в отборе, отвале и питании (P , W и F). Формула (7.18) показывает также, что работа разделения имеет размерность количества вещества и ее можно измерять, например, в единицах массы. По определению работа разделения не зависит от конкретной технологии разделения. Очевидно также, что работа разделения не совпадает с термодинамической работой, фактически совершаемой в процессе разделения. Однако значение работы разделения не дает ответа на вопрос о том, за какое время эта работа может быть выполнена на той или иной разделительной установке. Для ответа на этот вопрос необходимо знать разделительную мощность установки, т. е. работу разделения, которую данная установка способна выполнить в единицу времени.

Для фактического вычисления работы разделения по формуле (7.18) необходимо определить потенциалы разделения $V(x)$. Это можно сделать, рассматривая разделительную мощность ступени (или разделительного элемента).

Пусть на вход разделительной ступени (см. рис. 7.2) поступает поток питания F с концентрацией изотопа ^{235}U , равной x_F . Из ступени выходит поток обогащенной фракции $P = \theta F$ с концентрацией x_P и поток обедненной фракции $W = (1 - \theta)F$ с концентрацией x_W . Тогда разделительную мощность ступени δU можно выразить через изменение функции ценности за единицу времени:

$$\delta U = \theta F V(x_P) + (1 - \theta) F V(x_W) - F V(x_F). \quad (7.19)$$

Пусть в ступени происходит малое обогащение смесей, т. е. коэффициенты обогащения и обеднения малы по сравнению с единицей ($\epsilon \ll 1$, $\epsilon' \ll 1$ и $\epsilon'' \ll 1$), так что для обогащения и обеднения справедливы формулы (7.12). Разложим в формуле (7.19) потенциалы разделения $V(x_P)$ и $V(x_W)$ в ряд Тейлора в окрестности x_F , сохранив члены второго порядка малости:

$$\begin{aligned} \delta U = & [\theta F + (1 - \theta) F - F] V(x_F) + [\theta F (x_P - x_F) + \\ & + (1 - \theta) F (x_W - x_F)] \frac{dV}{dx_F} + \\ & + \left[\theta F \frac{(x_P - x_F)^2}{2} + (1 - \theta) F \frac{(x_W - x_F)^2}{2} \right] \frac{d^2V}{dx_F^2}. \end{aligned} \quad (7.20)$$

При применении соотношения материального баланса для ступени выражения в первых двух квадратных скобках обращаются в нуль, так что

$$\delta U = \frac{F}{2} [\theta (x_P - x_F)^2 + (1 - \theta) (x_W - x_F)^2] \frac{d^2V}{dx_F^2}. \quad (7.21)$$

* Настоящий параграф, а также § 7.3 написаны при участии А. А. Сазыкина.

Заменяя x_P на x_F и x_W на x_F по формулам (7.12) — (7.17), получаем

$$\delta U = \left[\frac{\theta F(\epsilon')^2}{2} + \frac{(1-\theta)F(\epsilon'')^2}{2} \right] x_F^2 (1-x_F)^2 \frac{d^2 V}{dx_F^2}. \quad (7.22)$$

Теперь введем условие, что разделительная мощность ступени δU не должна зависеть от концентрации питания (x_F); тогда произведение сомножителей, содержащих члены, зависящие от концентрации, должно давать постоянную величину, которую проще всего приравнять к единице:

$$x_F^2 (1-x_F)^2 \frac{d^2 V}{dx_F^2} = 1 \text{ или } \frac{d^2 V}{dx_F^2} = \frac{1}{x_F^2 (1-x_F)^2}. \quad (7.23)$$

Следовательно, это условие устанавливает значение разделительной мощности ступени. В то же время из этого условия получаем дифференциальное уравнение (7.23), определяющее потенциал разделения.

Если использовать соотношения между коэффициентами обогащения и обеднения, вытекающие из материального баланса *, то *разделительную мощность ступени* можно представить в следующей форме:

$$\begin{aligned} \delta U &= \frac{F}{2} [\theta (\epsilon')^2 + (1-\theta) (\epsilon'')^2] = \frac{\theta}{1-\theta} \frac{F(\epsilon')^2}{2} = \\ &= \frac{1-\theta}{\theta} \frac{F(\epsilon'')^2}{2} = \theta(1-\theta) \frac{F\epsilon^2}{2}. \end{aligned} \quad (7.24)$$

При соединении в разделительный каскад ступеней с малым коэффициентом обогащения потоки легкой и тяжелой фракций почти одинаковы, так что можно считать $\theta=0,5$, тогда $\epsilon'=\epsilon''=\epsilon/2$

$$\delta U \approx \frac{F(\epsilon')^2}{2} = \frac{F(\epsilon'')^2}{2} = \frac{F\epsilon^2}{8}. \quad (7.25)$$

Из формулы (7.25) видно, что разделительная мощность (или разделительная способность) имеет размерность потока разделяемого газа и может вычисляться по коэффициентам ϵ' , ϵ'' и ϵ . В практике расчетов разделения изотопов урана принято измерять поток количеством урана, проходящим через разделительное устройство за год.

Вернемся теперь к уравнению (7.23), определяющему потенциал разделения $V(x)$. Его общее решение имеет вид

$$V(x) = (2x-1) \ln[x/(1-x)] + Ax + B. \quad (7.26)$$

Здесь A и B — произвольные постоянные интегрирования, которые должны быть определены дополнительными условиями. Однако нетрудно видеть, что эти постоянные не имеют существенного значения,

так как при вычислении работы разделения по формуле (7.18) они не входят в окончательный результат с учетом уравнений материального баланса *. Поэтому можно положить $A=B=0$, и тогда потенциал разделения $V(x)$ принимает вид

$$V(x) = (2x-1) \ln[x/(1-x)]. \quad (7.27)$$

Формулы (7.27) для потенциала разделения и (7.24) для разделительной мощности получены при следующих условиях.

1. Существует функция ценности $U=MV(x)$, где M — количество бинарной изотопной смеси; $V(x)$ — потенциал разделения, зависящий только от изотопного состава смеси.

2. Коэффициент полного обогащения разделительной ступени мал по сравнению с единицей ($\epsilon \ll 1$) (например, в газодиффузионной ступени при разделении изотопов урана значение в первичном эффекте разделения составляет $4,3 \cdot 10^{-3}$).

3. Разделительная мощность (или разделительная способность) ступени не зависит от изотопного состава смеси, поступающей на питание ступени.

Можно показать, что выражение (7.27) для потенциала разделения остается справедливым и в том случае, когда коэффициент полного обогащения ϵ не мал по сравнению с единицей. Однако разделительную мощность ступени тогда следует определять уже не по (7.24), а по более общей формуле (7.19), в которой учитывается различие в ценности выходящих потоков газа по отношению к входному потоку.

7.5. ЕДИНИЦА РАБОТЫ РАЗДЕЛЕНИЯ. ЕДИНИЦА РАЗДЕЛИТЕЛЬНОЙ МОЩНОСТИ

Как сказано выше, работа разделения имеет размерность количества вещества. Для практического применения понятия работы разделения необходимо условиться, что же именно принимается за единицу работы разделения (ЕРР). С этой целью рассмотрим уравнение (7.18), выразив его в такой развернутой форме:

$$\begin{aligned} \Delta U &= P(2x_P-1) \ln[x_P/(1-x_P)] + \\ &+ W(2x_W-1) \ln[x_W/(1-x_W)] - \\ &- F(2x_F-1) \ln[x_F/(1-x_F)]. \end{aligned} \quad (7.28)$$

* Действительно, если в (7.18) заменим U_P , U_W и U_F их развернутыми выражениями по (7.26), то получим

$$\begin{aligned} \Delta U &= P(2x_P-1) \ln[x_P/(1-x_P)] + APx_P + BP + W(2x_W-1) \ln[x_W/(1-x_W)] + \\ &+ AWx_W + BW - F(2x_F-1) \ln[x_F/(1-x_F)] + AFx_F + BF. \end{aligned}$$

Но так как

$$A(Px_P + Wx_W - Fx_F) = 0 \text{ и } B(P + W - F) = 0,$$

то для ΔU имеем выражение (7.18), но без членов с постоянными коэффициентами A и B .

* $\theta\epsilon' = (1-\theta)\epsilon''$. Так как $\epsilon = \epsilon' + \epsilon''$ [см. (7.14)], то $\epsilon' = (1-\theta)\epsilon$, а $\epsilon'' = \theta\epsilon$.

Если величины P , W и F измеряются в килограммах, то и размерность получаемой по уравнению (7.28) работы разделения (РР) выразится в «килограммах РР». 1 кг РР принят за единицу работы разделения — ЕРР. Таким образом, 1 кг РР = 1 ЕРР. Безусловно, никакого сходства «килограмм работы разделения» не имеет с килограммом, которым принято измерять массу. ЕРР является специфической единицей измерения, применяемой только в промышленном производстве обогащенного урана.

Для практических расчетов важно определить удельную работу разделения $n_{ЕРР}$, которую необходимо затратить для получения 1 кг обогащенного урана заданного обогащения. Выразим в (7.28) величины W и F через P , пользуясь известными соотношениями [см. (7.3)]:

$$W = F - P = P f_0 - P = P \frac{x_P - x_F}{x_F - x_W};$$

$$F = P f_0 = P \frac{x_P - x_W}{x_F - x_W}.$$

Подставляя полученные соотношения в формулу (7.18) и вынося P за скобку, после преобразований запишем

$$\Delta U = P \left\{ V(x_P) + \frac{x_P - x_F}{x_F - x_W} V(x_W) - \frac{x_P - x_W}{x_F - x_W} V(x_F) \right\}. \quad (7.29)$$

Отсюда находим удельную работу разделения, ЕРР/кг обогащенного урана,

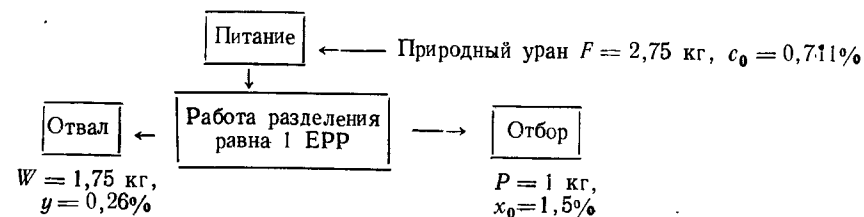
$$n_{ЕРР} = \Delta U / P.$$

Как видно из (7.29), величина $n_{ЕРР}$ зависит только от долевого содержания ^{235}U в отборе, питании и отвале обогащаемого урана.

Когда для обогащения используется в качестве питания природный уран, то в формуле (7.29) удобно применять более простые обозначения: c_0 вместо x_F , x вместо x_P , y вместо x_W , и тогда удельная работа разделения $n_{ЕРР}$, ЕРР/кг обогащенного урана, запишется так:

$$n_{ЕРР} = \frac{\Delta U}{P} = V(x) + \frac{x - c_0}{c_0 - y} V(y) - \frac{x - y}{c_0 - y} V(c_0). \quad (7.30)$$

Наглядное представление о величине 1 ЕРР дает следующий пример*:



При содержании ^{235}U в отвале 0,1 % для получения 1 кг обогащенного до 1,5 % урана потребовалось бы 1,8 ЕРР, но при несколько меньшем количестве исходного сырья (2,3 кг).

Разделительная мощность (разделительная способность) измеряется в единицах работы разделения, совершаемой за год (ЕРР/год).

Единица работы разделения впервые была введена КАЭ США в связи с необходимостью подвести научную основу под составляемые таблицы и прейскуранты, которые необходимо применять в коммерческих расчетах за услуги по обогащению урана (*обогательный сервис*). Этот сервис измеряется и количеством произведенного обогащенного продукта, и количеством единиц работы разделения, необходимой для получения этого продукта.

В единицах работы разделения принято выражать годовую проектную и фактическую производительность разделительных установок и заводов. Таким образом, подразумевается, что действительной продукцией разделительных заводов является производимая ими работа разделения. Это связано с тем, что разделительный завод, спроектированный на получение заданного годового количества обогащенного урана с заданной концентрацией ^{235}U , может вместо этого фактически производить другое количество урана, обогащенного до некоторой другой концентрации ^{235}U , отличающейся от проектной концентрации ^{235}U при условии, что работа разделения остается прежней. Правда, при этом концентрация ^{235}U в выпускаемом продукте может отличаться от проектной только в некотором интервале, определяемом конструктивными особенностями завода. Например, газодиффузионный завод «Евродиф» во Франции рассчитан на производство урана, обогащенного ^{235}U не более чем до 5 %.

В единицах работы разделения удобно выражать и годовую разделительную способность, или разделительную мощность, как отдельной газодиффузионной ступени или газовой центрифуги, так и комплекстных установок и каскадов.

Все затраты разделительного завода по производству обогащенного урана относят к фактически выполненной работе разделения, выраженной в ЕРР, и подобно тому как продукцию электростанции — электроэнергию измеряют в киловатт-часах и на нее относят все постоянные и эксплуатационные затраты, продукцию разделительных заводов измеряют в ЕРР, и на нее относят все затраты. Таким образом определяют себестоимость и с учетом прибыли цену услуг по обогащению (дол/ЕРР, руб/ЕРР). Единица работы разделения утвердилась как единая международная единица измерения, принятая в разделительном производстве и при оценке стоимости обогащенного урана.

По формуле (7.29) можно рассчитать количество ЕРР, необходимое для получения 1 кг обогащенного урана при заданных x_P , x_W , $x_F = c_0$. Такая работа была выполнена КАЭ США и были созданы подробные официальные таблицы. В этих таблицах в зави-

* Авторство по введению ЕРР приписывается Полу Ванстрему из Ок-Риджской национальной лаборатории (США).

Таблица 7.2. Расход природного урана и количество единиц разделительной (различного обогащения) при различном содержании ^{235}U в отвале (по расчетам

Содержание ^{235}U в обогащенном продукте x , %	Содержание ^{235}U			
	0,1		0,2	
	кг природного урана кг обогащен- ного урана	ЕРР	кг природного урана кг обогащен- ного урана	ЕРР
0,20	0,164	—0,374*	0	0
0,26	0,262	—0,444	0,117	—0,114
0,36	0,426	—0,449	0,313	—0,192
0,4	0,491	—0,426	0,391	—0,198
0,5	0,655	—0,327	0,587	—0,173
0,6	0,818	—0,188	0,783	—0,107
0,711	1,0	0	1,0	0
0,8	1,146	0,169	1,174	0,104
0,9	1,309	0,374	1,370	0,236
1,0	1,473	0,592	1,566	0,380
1,1	1,637	0,820	1,761	0,535
1,2	1,800	1,056	1,957	0,698
1,3	1,946	1,299	2,153	0,868
1,4	2,128	1,549	2,348	1,045
1,5	2,291	1,804	2,554	1,227
1,6	2,455	2,063	2,740	1,413
1,7	2,619	2,327	2,935	1,603
1,8	2,782	2,594	3,131	1,797
1,9	2,946	2,864	3,327	1,994
2,0	3,110	3,137	3,523	2,184
2,2	3,437	3,691	3,914	2,602
2,5	3,928	4,538	4,501	3,229
2,8	4,419	5,400	5,088	3,871
3,0	4,746	5,981	5,479	4,306
3,2	5,074	6,568	5,871	4,746
3,3	5,237	6,862	6,067	4,968
3,4	5,401	7,158	6,262	5,191
3,5	5,565	7,455	6,458	5,414
3,6	5,728	7,752	6,654	5,638
3,8	6,056	8,350	7,045	6,090
4,0	6,383	8,950	7,436	6,554
4,2	6,710	9,554	7,828	7,001
4,3	6,874	9,856	8,023	7,230
4,4	7,038	10,159	8,219	7,460
4,5	7,201	10,463	8,415	7,690
4,6	7,365	10,767	8,611	7,922
4,8	7,692	11,377	9,002	8,385
5,0	8,020	11,989	9,393	8,851
10,0	16,203	27,661	19,178	20,863
15,0	24,386	43,680	28,963	33,225
20,0	32,570	59,862	38,748	45,547
25,0	40,853	76,143	48,532	58,369
50,0	81,699	158,411	97,456	122,344
75,0	122,586	241,777	146,380	187,418
90,0	147,136	292,676	175,734	227,340
93,0	152,046	303,081	181,605	235,550
95,0	155,319	310,132	185,519	241,138

работы, необходимое для получения 1 кг обогащенного урана
КАЭ США)

в отвале U , %					
0,26		0,3		0,36	
кг природного урана кг обогащен- ного урана	ЕРР	кг природного урана кг обогащен- ного урана	ЕРР	кг природного урана кг обогащен- ного урана	ЕРР
—	—	—	—	—	—
0	0	0	0	0	0
0,222	—0,103	—0,146	0,057	0	0
0,310	—0,120	0,243	0,078	0,114	—0,28
0,532	—0,120	0,487	—0,092	0,399	—0,058
0,754	—0,079	0,730	—0,064	0,684	—0,064
1,0	0	1	0	1	0
1,197	0,081	1,217	0,070	1,254	0,055
1,419	0,188	1,460	0,163	1,538	0,116
1,641	0,307	1,703	0,269	1,823	0,222
1,863	0,436	1,946	0,385	2,208	0,322
2,084	0,574	2,190	0,510	2,393	0,431
2,306	0,719	2,433	0,642	2,678	0,546
2,528	0,870	2,676	0,779	2,963	0,668
2,749	1,027	2,920	0,923	3,248	0,795
2,971	1,188	3,163	1,070	3,533	0,926
3,193	1,353	3,406	1,222	3,818	1,062
3,415	1,521	3,650	1,377	4,103	1,201
3,636	1,693	3,893	1,536	4,387	1,343
3,858	1,868	4,136	1,697	4,672	1,489
4,302	2,225	4,623	2,028	5,242	1,787
4,967	2,776	5,353	2,540	6,097	2,250
5,632	3,342	6,083	3,066	6,952	2,728
6,075	3,727	6,569	3,425	7,521	3,054
6,519	4,116	7,056	3,787	8,081	3,384
6,741	4,312	7,299	3,970	8,376	3,551
6,962	4,510	7,543	4,154	8,661	3,719
7,184	4,708	7,786	4,339	8,946	3,888
7,406	4,907	8,029	4,525	9,231	5,057
7,849	5,307	8,516	4,899	9,801	4,399
8,293	5,711	9,002	5,276	10,370	4,744
8,736	6,117	9,489	5,656	10,940	5,091
8,958	6,321	9,732	5,847	11,225	5,266
9,180	6,526	9,976	6,039	11,510	5,441
9,401	6,731	10,219	6,231	11,795	5,617
9,623	6,937	10,462	6,423	12,080	5,793
10,067	7,350	10,949	6,810	12,650	6,148
10,510	7,765	11,436	7,198	13,219	6,504
21,596	18,511	23,601	17,284	27,464	15,580
32,683	29,607	35,766	27,719	41,709	25,406
43,369	40,863	47,932	38,315	55,954	35,192
54,856	52,219	60,097	49,011	70,199	45,078
110,288	109,864	120,925	103,353	141,424	95,372
165,721	168,607	181,752	158,794	212,650	146,765
198,980	204,732	218,248	192,938	255,385	178,480
205,632	212,182	225,547	199,991	263,932	185,048
210,066	217,263	230,414	204,808	269,630	189,541

ит минус. Это означает, что указана величина РР, которую надо затратить в обеднительной каскада природный уран.

* В верхней части табл. 7.2, относящейся к обедненному урану, перед значением ЕРР сто (регенеративной) секции каскада для получения обедненного продукта, имея в точке питания

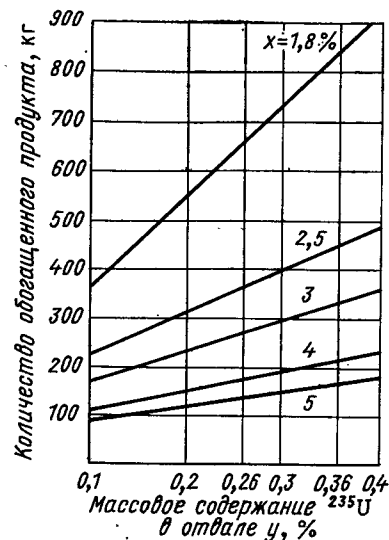


Рис. 7.3. Зависимость выхода обогащенного продукта при затрате 1000 ЕРР от обогащения x и содержания ^{235}U в отвале y

года с коэффициентом полезного действия η , зависящим от совершенства технологической схемы каскада и режима эксплуатации*, и со среднегодовым коэффициентом использования установленной мощности ϕ , ЕРР/год:

$$\Delta U_{\text{факт}} = \eta \phi \Sigma \delta U. \quad (7.31)$$

Зная годовую производительность завода и разделительную мощность используемых машин (газодиффузионных ступеней или газовых центрифуг), можно определить необходимое количество этих машин с учетом коэффициента их эффективного использования, резервов на ремонт, профилактические осмотры и ревизии. Например, для проектируемого в Западной Европе центробежного завода разделительной мощностью 9 млн. ЕРР/год при использовании центрифуг с разделительной способностью от 3 до 6 ЕРР/год потребуется номинально, т. е. без учета коэффициента эффективного использования, от 3 до 1,5 млн. таких машин.

7.6. СОВРЕМЕННОЕ ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО ОБОГАЩЕННОГО УРАНА

Создание промышленного производства обогащенного урана явилось решением одной из наиболее сложных и капиталоемких научно-технических и производственных проблем в истории исполь-

симости от концентрации ^{235}U в отвале (0,1—0,7 %) для обогащения ^{235}U до $x_p = 96\%$ даны коэффициенты расхода природного урана на получение 1 кг урана заданного обогащения и вычислена необходимая работа разделения. Краткая выдержка из таблиц КАЭ США приведена в табл. 7.2. Видно, что для получения урана одинакового обогащения требуется затратить тем больше единиц работы разделения, чем ниже содержание ^{235}U в отвале. Это хорошо иллюстрируется рис. 7.3.

Очевидно, если известна годовая разделительная мощность единичных ступеней или каскада δU , то можно определить годовую производительность разделительной установки или завода в целом как сумму разделительных мощностей всех ступеней $\Sigma \delta U$, реализованную в течение

завоевания ядерной энергии. В настоящее время (1986 г.) лишь восемь стран мира (США, СССР, Франция, Великобритания, ФРГ, Нидерланды, Япония и КНР) располагают промышленными мощностями для обогащения урана. Первоначально проблема создания технологии промышленного производства обогащенного урана решалась исключительно в военных целях.

США приступили к практическому решению задачи промышленного получения высокообогащенного урана для ядерного оружия еще в годы второй мировой войны и успешно решили эту сложнейшую задачу, применив метод газовой диффузии. Разработки некоторых других методов, таких, как термическая диффузия, электромагнитная сепарация, центрифугирование, были признаны малоэффективными и экономически неконкурентоспособными с газодиффузионным методом.

Показатели действующих газодиффузионных заводов зарубежных стран приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3. Показатели действующих и реконструируемых газодиффузионных заводов зарубежных стран (1982 г.)

Страна и месторасположение завода	Разделительная мощность, 10 ⁶ ЕРР/год	Потребляемая электрическая мощность, МВт	Год пуска в эксплуатацию	Число ступеней
Действующие заводы				
США				
Ок-Ридж *	4,73	1700	1945—1954	4384
Падьюка	7,31	2550	1954	1812
Портсмут	5,19	1750	1956	4080
Великобритания				
Кейпенхерст	0,4—0,6	200	1953	>3000
Франция				
Пьерлат	0,4	200	1967	>3000
Трикастен (завод фирмы «Евродиф») **	10,8	3300	1979—1982	1400
КНР				
Ланчжоу	0,08		1963	
Провинция Сычуань	0,3		1975	>3000
Реконструируемые				
США				
Ок-Ридж	10,1	2400	1978—1988	4100
Падьюка		(дополнительно)	(ввод очередями, до 1980 г. введено 30%)	

* Для идеального каскада, в котором отсутствуют потери работы разделения при соединении межступенных потоков, $\eta_{\text{ид}} = 1$.

** Два завода в Ок-Ридже остановлены и законсервированы (1986 г.).
* С долевым участием Франции 36,53%, Италии 16,25%, Испании 11,11%, Бельгии 11,11%, Франко-Иранской компании «Софидиф» 25%.

Первый в мире газодиффузионный завод был построен в Ок-Ридже (шт. Теннесси, США) и пущен в августе 1945 г. Позднее (до 1954 г.) в Ок-Ридже было построено еще несколько государственных диффузионных заводов. В период 1953—1956 гг. были сооружены еще два крупных диффузионных завода: в Падьюке (шт. Кентукки) и в Портсмуте (шт. Огайо). Суммарная разделительная мощность всех трех заводов при их полной загрузке (коэффициент годового использования установленной мощности 99 %) составляла 17,23 млн. ЕРР/год при потребляемой мощности 6000 МВт. Наиболее наглядное представление об этой разделительной работе можно составить, если указать, что ее достаточно, чтобы, переработав в год 14 000—17 000 т природного урана, получить 2500 т урана 3 %-ного обогащения или 70 т урана 90 %-ного обогащения при содержании ^{235}U в отвале 0,2 %.

Гексафторид урана для диффузионных заводов США поставляет фирма «Эллайд кемикл» и частично установки по фторированию урана, созданные при каждом диффузионном заводе.

С 1964 по 1970 г. загрузка заводов США была снижена более чем в 2 раза в связи с насыщением военной программы высокообогащенным ураном и пока еще относительно небольшими потребностями в обогащенном уране развивающейся ядерной энергетики. С 1978 г. проводилась модернизация и реконструкция диффузионных заводов в целях доведения их суммарной разделительной мощности до 27,3 млн. ЕРР/год. Эта работа, позволяющая увеличить на 10,1 млн. ЕРР/год (т. е. на 60 %) разделительную мощность трех действующих заводов, равнозначна созданию нового крупнейшего завода. Она проводилась по двум программам. Первая программа предусматривала усовершенствование существующих пористых перегородок и другого оборудования в целях повышения коэффициента обогащения в ступени, что не потребует увеличения потребления электроэнергии. Разделительная мощность всех диффузионных заводов увеличится на 6 млн. ЕРР/год. Второй программой предусмотрены установка нового, более мощного и высокопроизводительного оборудования и модернизация 4100 ступеней, что связано с увеличением потребляемой электрической мощности до 7400 МВт и значительными затратами. Реализация этих программ завершена.

Обеспокоенные будущей нехваткой разделительных мощностей и задержками реконструкции действующих заводов (желая при этом сохранить за собой монопольное положение в капиталистическом мире по производству обогащенного урана, дающее большие прибыли), США приняли решение: с 1975 г. параллельно с реконструкцией заводов перерабатывать на них находящиеся на складах большие запасы природного урана в обогащенный (~3 %) уран. С этой целью с 1976 г. принято повышенное содержание ^{235}U в отвалах — до 0,275 % вместо 0,2 %, что повысило на 14 % коэффициент расхода природного урана, но зато позволило на 16 % снизить удельную разделительную работу.

В течение 80-х годов диффузионные заводы США будут эксплу-

Таблица 7.4. Рост разделительных мощностей в капиталистических странах на период 1980—1995 гг., 10^6 ЕРР

Производители обогащенного урана	1980 г.	1984 г.	1988 г.	1995 г.
США:				
диффузионный метод	19,9	27,3	27,3	27,3
лазерный метод *	—	—	—	~1,0 (?)
Западная Европа:				
«Евродиф» — диффузионный метод	6,1	10,8	10,8	10,8
«Юренко» — центрифужный метод	0,5	1,9	2,5	3,5—5,5
Япония — центрифужный метод	—	0,05	0,2	1,0—1,5
ЮАР и Бразилия — метод разделительного сопла	—	—	0,2	0,2—0,5

* Сооружение первого завода намечено на период 1994—1998 гг.

атироваться при отвалах 0,2 % ^{235}U , что по сравнению с отвалом 0,3 % ^{235}U снижает на ~20% расход природного урана на каждую тонну обогащенного (до 3%) урана.

Загрузка свободных мощностей диффузионных заводов работой по превращению запасов природного урана в запасы обогащенного (с отвалом ~0,3 % ^{235}U) позволило США создать резервы с огромным объемом разделительной работы (42 млн. ЕРР), исходя из расчета 15 млн. ЕРР для обеспечения непредвиденных потребностей ERDA*, 9 млн. ЕРР на случай задержек поставок продукции по заключенным контрактам и 18 млн. ЕРР на случай задержек поставок от планируемых к сооружению центрифужных заводов**.

Создание столь больших долговременных складских резервов обогащенного урана по оценкам американских специалистов потребует огромных кредитов для финансирования этой программы, оцениваемых ~6 млрд. дол. Накопление обогащенного урана при грозящем его дефиците и росте цен признается наиболее надежным способом вклада капитала. Это — твердая валюта. Как видно из табл. 7.4, диффузионные заводы США в период с 1990—2000 гг. будут составлять 2/3 всех мощностей разделительных заводов капиталистического мира.

Развитие ядерной энергетики СССР и стран социалистического содружества полностью обеспечено и будет обеспечиваться необходимыми производственными мощностями разделительных

* ERDA (Energy Research and Development Administration) — Администрация по исследованиям и развитию энергетики, включая ядерную. Многие функции ликвидированной в конце 1974 г. Комиссии по атомной энергии (КАЭ США) перешли в ERDA. В 1977 г. в связи с организацией в США Министерства энергетики (Department of Energy — DOE) функции ERDA перешли к DOE.

** Строительство центрифужного завода в США прекращено в 1985 г. Вместо него намечено сооружение модульного завода по обогащению урана лазерным методом (начало строительства — не ранее 1994 г.).

заводов СССР, применяющих высокоэффективную технологию обогащения. Все технологические процессы и оборудование этих заводов, разработанные и непрерывно совершенствуемые советскими учеными и инженерами, обеспечивают необходимое количество обогащенного урана и высокие технико-экономические показатели его производства. Следует подчеркнуть, что успешное и своевременное решение проблемы получения обогащенного урана с любой концентрацией ^{235}U и создание передовой разделительной технологии в урановой промышленности являются крупнейшими научно-техническими достижениями СССР.

7.7. ПОТРЕБНОСТИ В ОБОГАЩЕННОМ УРАНЕ И ПУТИ ИХ УДОВЛЕТВОРЕНИЯ

Годовая потребность в работе разделения и в природном уране для современных американских и западноевропейских реакторов PWR и BWR электрической мощностью 1000 МВт следующая:

Первая загрузка	PWR	BWR
Среднее обогащение, % ^{235}U	2,34	1,9
Расход природного урана, т/МВт (эл.)	0,329	0,371
Работа разделения при $y=0,2\%$, тыс. ЕРР/МВт(эл.)	0,228	0,222
Ежегодные перегрузки (в среднем за 5 лет)		
Обогащение, % ^{235}U	3,26	3,03
Расход природного урана ($\bar{\varphi}=0,7$) без возврата регенерата, т/МВт (эл.)	0,137	0,141
Работа разделения при $y=0,2\%$, тыс. ЕРР/МВт (эл.)	0,112	0,112

При отвале $y=0,3\%$ потребность в работе разделения уменьшается примерно на 20 % (при $x=3\%$) и почти на такую же величину уменьшаются расход природного урана.

Можно считать, что для обеспечения годовой эксплуатации ($\bar{\varphi}=0,7$) легководных реакторов единичной электрической мощностью 1000 МВт потребуется в среднем 112—120 тыс. ЕРР. Разовые затраты на первую загрузку новых АЭС при вводе их в эксплуатацию составляют 220—230 тыс. ЕРР.

Для советских реакторов ВВЭР и РБМК расчетные количества ЕРР для обеспечения топливом ежегодной их перегрузки при стационарной активной зоне можно вычислить, пользуясь данными табл. 7.2 и характеристиками реактора. Например, для реактора РБМК-1000 при $x=2,0\%$, $y=0,3\%$ и перегрузке 52 т/год необходимая работа разделения составит 88,5 тыс. ЕРР, а при $y=0,2\%$ — 114 тыс. ЕРР, для реактора ВВЭР-1000 при $x=4,4\%$, $y=0,3$ и $0,2\%$ — 132,9 и 164,1 тыс. ЕРР соответственно. Расход урана для перегрузок в СССР принят при $\bar{\varphi}=0,8$. Прямо пропорционально значению $\bar{\varphi}$ увеличивается или уменьшается расход обогащенного урана и работа разделения для ежегодных перегрузок топлива на АЭС.

Предполагается, что общие установленные мощности АЭС в капиталистических странах, включая США, увеличатся в 1980—1995 гг. примерно в 2,5 раза (со 125 до 350 млн. кВт). Соответственно вырастут потребности в слабообогащенном уране и работе разделения. По оценке (1981 г.) специалистов ФРГ (фирма NUKEM) только для обеспечения потребностей западноевропейских стран в ежегодной перегрузке ядерного топлива на АЭС потребуется в 1990 г. 20—25 млн. ЕРР, что в 2 с лишним раза превысит фактическое потребление в 1981 г. (~12,5 млн. ЕРР).

Прогнозируемые в капиталистических странах на 1995 г. сооружение и ввод в эксплуатацию новых АЭС потребуют для обеспечения их эксплуатации при среднегодовом коэффициенте использования установленной мощности $\bar{\varphi}=0,7$ (5930 эф. ч в год) с учетом первой загрузки ~50 тыс. т/год природного урана, а общая производительность разделительных заводов должна составить не меньше 40 млн. ЕРР/год (табл. 7.4).

Эксперты считают, что после 1995 г. будет ощущаться недостаток разделительных мощностей, и это может сдерживать строительство и ввод в эксплуатацию АЭС. Этим объясняются и дорогостоящие «страхующие меры» США, такие, как наработка в резерв больших количеств обогащенного урана, отказ от оптимального содержания ^{235}U в отвалах и перевод заводов на работу с отвалом при $y=0,275\div0,3\%$ (вместо $y=0,2\%$, экономически для них оптимального), что позволило снизить удельную работу разделения примерно на 20 % при соответствующем (почти на 20 %) увеличении расхода исходного природного урана. Разрабатывается проект строительства первого завода по обогащению урана лазерным методом.

До последнего времени руководители атомной промышленности США были уверены в том, что «... американская технология по разделению урана останется недосыгаемой и сделает экономически невозможной конкуренцию со стороны тех, кто не использует, не может использовать технологию США»*. Однако конкуренция, угрожающая американской монополии на мировой обогатительный сервис, уже действует. Это видно из табл. 7.3 и 7.4. Обеспечение бурно развивающейся ядерной энергетики собственным обогащенным ураном рассматривается рядом индустриально развитых стран с позиции создания надежной гарантии их экономической и политической независимости от США. К 1990 г. западноевропейские страны будут на 80—85 % покрывать свои потребности в обогащенном уране, используя созданные мощности разделительных заводов фирм «Евродиф» и «Юренко».

Советский Союз, создавший передовую высокоэкономическую технологию и промышленность по разделению изотопов урана, предложил в 1972 г. всем заинтересованным странам услуги по

* Из заявления бывшего председателя Объединенного комитета по атомной энергии Конгресса США М. Прайса на обсуждении в Комитете перспектив развития промышленности по обогащению урана (июль 1973 г.).

обогащению (до 5 %) урана для нужд ядерной энергетики на договорных взаимовыгодных коммерческих условиях. Ряд фирм западноевропейских стран (Франции, ФРГ, Италии, Великобритании, Испании, Швейцарии и др.) успешно реализуют в СССР такие коммерческие контракты.

7.8. ПРОГРЕСС ГАЗОДИФфуЗИОННОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Основные производственные мощности по обогащению урана в капиталистическом мире сосредоточены на газодиффузионных заводах США и Франции (см. табл. 7.3 и 7.4). Несмотря на большие успехи в развитии конкурирующего центрифужного метода и его преимущества, в ближайшие 10—15 лет главную роль в обеспечении ядерной энергетики капиталистических стран обогащенным ураном будут выполнять газодиффузионные заводы. Их разделительные мощности составили в 1985 г. ~94 %, а к 1990 г. снизятся до ~80 % всех производственных мощностей по обогащению урана.

Представляют интерес показатели сооруженного в 1975—1982 гг. во Франции, в Трикастене (близ Пьерлата), крупнейшего в мире газодиффузионного завода мощностью 10,8 млн. ЕРР/год. Строительство этого завода осуществлено фирмой «Евродиф». Услугами этого завода по обогащению урана намерены воспользоваться капиталистические страны, непосредственно не участвующие в финансировании строительства.

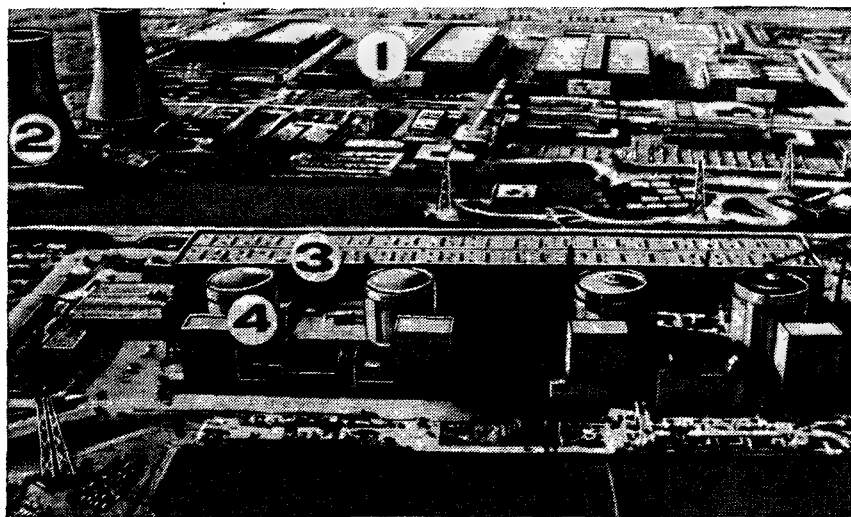


Рис. 7.4. Общий вид газодиффузионного завода фирмы «Евродиф» и АЭС в Трикастене (Франция):

1 — здания завода; 2 — градирни; 3 — турбинный зал АЭС; 4 — реакторы АЭС

Для снабжения завода электроэнергией рядом с ним сооружена АЭС мощностью 3720 МВт с четырьмя реакторами PWR по 930 МВт. К заводу, кроме того, подведены линии электропередачи 220 и 420 кВ от национальной энергосистемы. Общий вид на площадку завода и АЭС показан на рис. 7.4.

Завод фирмы «Евродиф» размещен на территории площадью 230 га, а АЭС — на 50 га. Проектная стоимость всех сооружений комплекса «Евродиф» оценивается в ~15 млрд. франков (~4 млрд. дол. США по курсу 1979 г.). Около 50 % этой суммы приходится на АЭС. В комплекс завода входит большой цех гальванопокрытий. Никелевые покрытия для предотвращения коррозии наносятся на все поверхности оборудования, контактирующие с весьма химически активным гексафторидом урана. Площадь таких поверхностей ~40 000 м².

Оборудование завода фирмы «Евродиф» отражает современный уровень технического развития и экономики газодиффузионной технологии обогащенного урана. Разделительная мощность завода позволяет обеспечить в год получение слабообогащенного урана ($x=3,15\%$ при $y=0,2\%$) в количестве, достаточном для эксплуатации в течение одного года АЭС с реакторами PWR суммарной мощностью 75—80 млн. кВт при $\bar{\phi}=0,7$.

Производительность большей ступени этого завода в 2 раза выше производительности самой крупной ступени американского завода в Падьюке (10 800 и 5540 ЕРР/год соответственно). К разработкам и поставкам основного технологического оборудования завода фирмы «Евродиф» были привлечены известные крупные машиностроительные фирмы Франции, Италии и других западноевропейских стран. К экономичности и надежности компрессорных агрегатов, являющихся основными потребителями электроэнергии на диффузионном заводе, предъявлены весьма высокие требования. Суммарная установленная мощность электродвигателей составляет ~3300 МВт, а потребляемая ~3100 МВт, что при $\phi=0,98$ определяет годовое потребление электроэнергии (25—26 млрд. кВт·ч). По расчетам на 1 ЕЕР здесь будет потребляться 2370 кВт·ч, в то время как на заводах США, построенных на 50-х годах, до их модернизации потреблялось ~3000 кВт·ч/ЕЕР. Высокая энергоемкость газодиффузионной технологии определяется весьма большими затратами электроэнергии на прокачку компрессорами газообразного UF₆. На заводе фирмы «Евродиф» всеми компрессорами (1400 разделительных ступеней) будет прокачиваться за год 5,5 млрд. т газа, или ~15 млн т/сут. На изготовление и поставку компрессорных агрегатов затрачен ~1 млрд. дол. или ~50 % всех капиталовложений в завод. В табл. 7.5 приведены основные технические характеристики компрессорных агрегатов.

Завод фирмы «Евродиф» скомпонован из нескольких прямоугольных каскадов, размещенных в четырех зданиях, соединенных между собой. Конструкция ступеней и их соединение в каскад показаны на рис. 7.5.

Таблица 7.5. Технические характеристики вертикальных компрессорных агрегатов

Тип ступени	Число ступеней	Раздельная мощность ступени, ЕРР/год	Расход UF_6 в ступени		Габариты ротора, мм		Масса компрессора, т	Мощность электродвигателя, кВт	Скорость вращения ротора, об/мин
			кг/с	м³/с	Диаметр	Высота			
Большая	720	10 800	190	46,2	1490	3050	~21	3500	1500
Средняя	400	5400	80	19	950	3000	~11	1500	3000
Малая	280	2160	30	7	600	2360	~6	650	3000

Рисунки 7.6—7.8 дают наглядное представление о наиболее сложном конструктивном узле диффузионной ступени — компрессорном агрегате, оборудованном сверхзвуковыми осевыми многоступенчатыми компрессорами и асинхронными электродвигателями большой мощности.

Рисунок 7.9 дает представление о габаритах и массе бака-делителя большой диффузионной ступени. В герметичном баке-делителе размещено огромное количество трубчатых пористых перегородок.

Примечательная особенность конструкции диффузионных ступеней и компоновки французского завода — их большая компактность благодаря вертикальному расположению. Все три типа ступеней идентичны. Герметичный бак-делитель, не требующий в про-

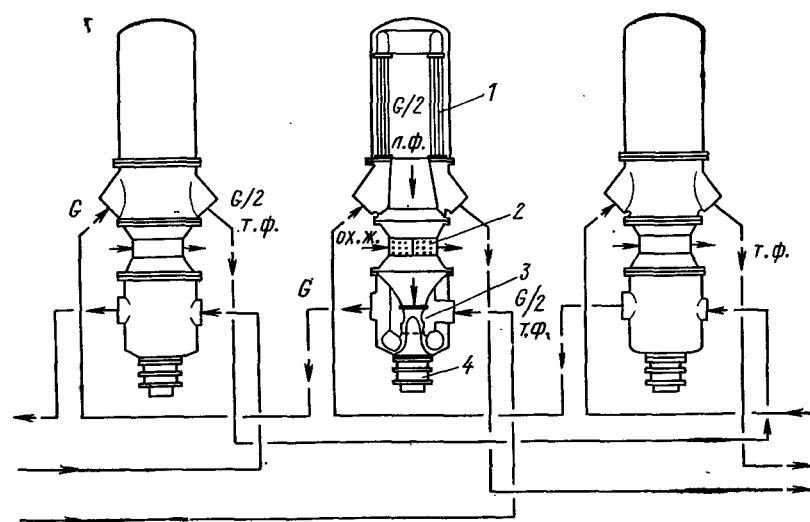


Рис. 7.5. Компоновка диффузионных ступеней завода фирмы «Евродиф»: 1 — делитель с трубчатыми пористыми перегородками; 2 — холодильник; 3 — осевой компрессор; 4 — электродвигатель; т. ф. — тяжелая фракция; л. ф. — легкая фракция; ох. ж. — охлаждающая жидкость



Рис. 7.6. Установка ротора осевого компрессора (3500 кВт) в сборку корпуса статора

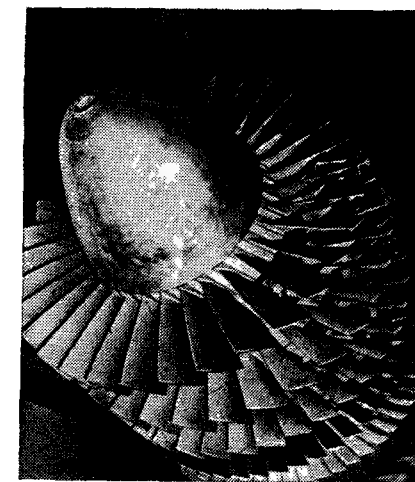


Рис. 7.7. Ротор осевого сверхзвукового компрессора диффузионной ступени

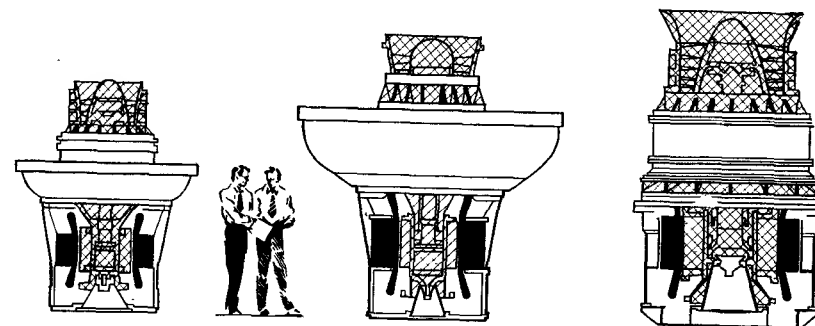


Рис. 7.8. Компрессорные агрегаты (600, 1500 и 3500 кВт) трех диффузионных ступеней завода фирмы «Евродиф»

цессе эксплуатации обслуживания, а также газопроводы расположены на отдельном этаже, образующем изолированное термостатированное помещение, где может поддерживаться температура $\sim 60^\circ\text{C}$, исключающая конденсацию гексафторида урана при рабочем давлении 600—700 мм рт. ст. ($\sim 0,1$ МПа). Компрессоры, холодильники и электродвигатели, требующие периодического обслуживания и ремонта, размещаются в верхнем помещении. Диффузионные агрегаты объединены в каскады в виде блоков — ячеек, включающих по 20 ступеней. Отдельные блоки при необходимости с помощью клапанов могут отключаться от действующих каскадов.

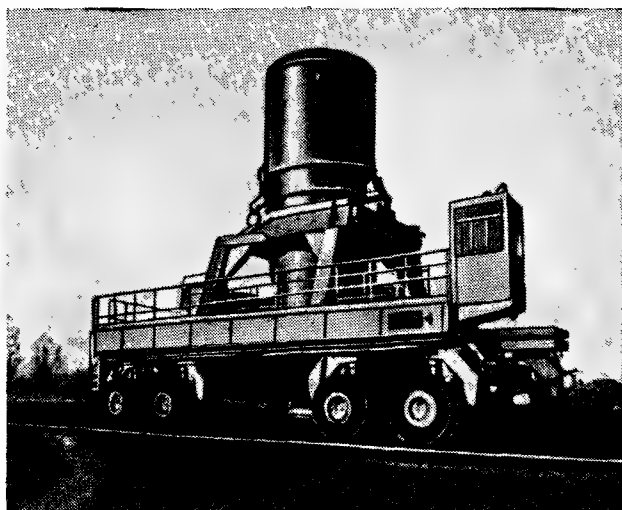


Рис. 7.9. Бак-делитель диффузионной ступени завода фирмы «Евродиф» при транспортировании после снаряжения пористыми перегородками

7.9. МЕТОД РАЗДЕЛИТЕЛЬНОГО СОПЛА

В ФРГ под руководством проф. Беккера с 1970 г. разрабатывался оригинальный метод разделения изотопов урана с помощью разделительного сопла. Уступая диффузионному методу по ряду технико-экономических показателей, метод разделительного сопла привлекает отсутствием столь сложного элемента, определяющего диффузионный процесс разделения, как пористые перегородки. Следует заметить, что изготовление разделительных ячеек (сопл) также требует очень высокой точности исполнения и обеспечения размеров, измеряемых микронами (радиус кривизны 50—100 мкм и т. п.).

Метод разделения газообразной смеси изотопов урана в сопле основан на явлении диффузии под действием центробежных сил. В результате расширения (степень расширения ~ 4) в сильно изогнутом сопле Лаваля (рис. 7.10) струи газообразного UF_6 в смеси с водородом или гелием приобретает большую скорость. Под влиянием центробежных сил создается сепарация — потоки легкой фракции (обогащенной ^{235}U) и потоки тяжелой фракции (обедненной ^{235}U) разделяются и далее по своим каналам отсасываются двухступенчатым компрессором. Первичный коэффициент обогащения методом сопла в несколько раз выше, чем при газодиффузионном методе, но и потребление электроэнергии на 1 ЕРР выше.

На рис. 7.11 показана принципиальная конструкция сепарирующего элемента трубчатого типа, имеющего 10 продольных сепарирующих щелей-сопл. Сепарирующий элемент, выполненный из сплава $Al-Mg$, имеет длину 2 м и внешний диаметр 100 мм. Подобно пористым трубкам диффузионной ступени сепарирую-

Рис. 7.10. Схема работы разделительного сопла (размеры даны в микрометрах)

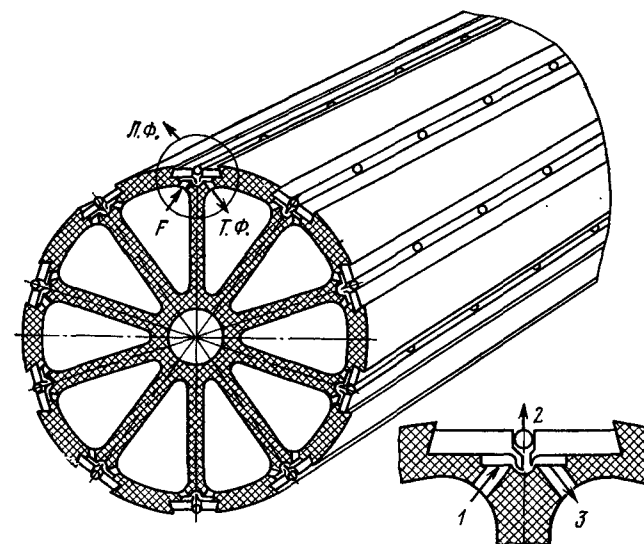
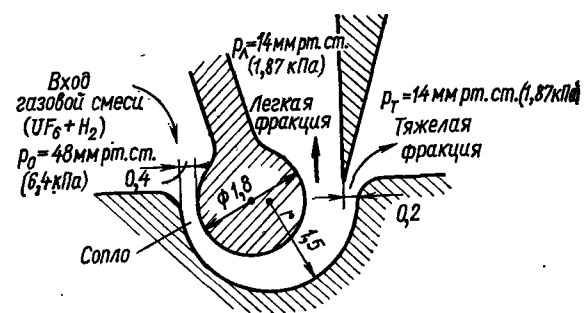


Рис. 7.11. Конструкция сепарирующего элемента:

1 — питание F ; 2 — легкая фракция (л. ф.) P ; 3 — тяжелая фракция (т. ф.) W

щие элементы (их 82) устанавливаются в большом ($\varnothing 2,2$ м) баке-делителе в три концентрических ряда. Каждая щель-сопло обеспечивает за год разделительную работу, равную 23 ЕРР, а вся ступень ~ 1900 ЕРР.

На рис. 7.12 показан продольный разрез разделительной ступени в сборе, имеющей вертикальную компоновку, аналогичную диффузионной ступени на заводе фирмы «Евродиф». Двухступенчатый центробежный компрессор рассчитан на объемный расход газовой смеси (5 % UF_6 и 95 % He) $\sim 100\,000$ м³/ч и степень сжатия 4—5. Расчетное значение удельного расхода энергии ~ 5500 кВт·ч/ЕРР, что более чем в 2 раза превышает удельный расход энергии при диффузионном методе. Повышенные затраты мощности объясняются не только необходимостью прокачивать огромные количества гелия, но и трудностями обеспечения вакуумной герметичности и пожаробезопасности.

По расчетам фирмы STEAG (ФРГ) для получения урана 3 %-ного обогащения при $y=0,25\pm 0,3$ % необходимо установить в каскад 270 ступеней указан-

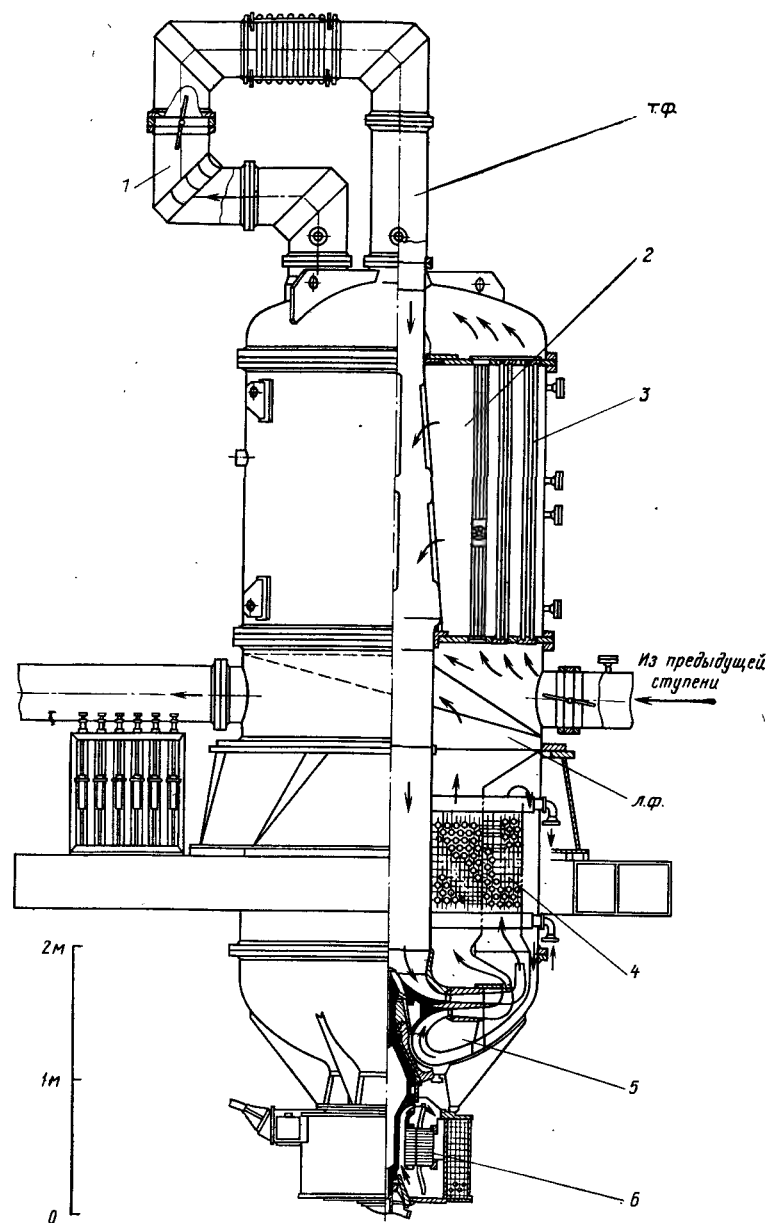


Рис. 7.12. Продольный разрез разделительной ступени в сборе:
1 — дроссель; 2 — бак-делитель; 3 — сепарирующий элемент; 4 — холодильник; 5 — компрессор; 6 — электродвигатель

ного типа и 180 ступеней в 3 раза меньшей производительности, что позволит обеспечить общую разделительную работу, равную 520 000 ЕРР/год. Полезная мощность электропитания такого завода составит 370 МВт, а установленная ~500 МВт.

Бразилия заключила соглашение с ФРГ о сооружении нескольких АЭС с реакторами PWR и разделительного завода мощностью 0,2—1 млн. ЕРР/год с использованием метода разделительного сопла.

В 1985—1986 гг. в Резенде (Бразилия) проведены испытания первого каскада опытного завода, состоящего из 24 ступеней с радиусом отклоняющей канавки 100 мкм. Построены и испытаны в ФРГ разделительные ступени трех типов-размеров (CR-33, CR-100, CR-300) с компрессорами производительностью 33, 100 и 300 тыс. м³/ч соответственно. В качестве газа-разбавителя принят гелий. Разделительная мощность CR-300 с использованием разделительных элементов, изготовленных методом рентгеновской литографии и гальванопластики (LIGA-метод), составит 15—22 тыс. ЕРР/год, т. е. в 1,5—2 раза больше мощности самой крупной диффузионной ступени на заводе фирмы «Евродиф».

7.10. ДИФфуЗИЯ ИЛИ ЦЕНТРИФУГИРОВАНИЕ?

До того как была создана национальная фирма «Евродиф», в Западной Европе к практической реализации программы строительства разделительных заводов на основе кооперирования и сотрудничества приступили ФРГ, Нидерланды и Великобритания («Тройка»). Они отказались от развития диффузионного метода и приняли к разработке метод получения обогащенного урана с помощью противоточных ультрацентрифуг, обеспечивающий высокие технико-экономические показатели при работе на весьма больших скоростях вращения разделительных роторов*.

«Тройка» образовала объединенную фирму «Юренко» (Urenco—Uranium Enrichment Corporation). На основе разработок и исследований этой фирмой в 1972 г. сооружены два небольших опытных завода ультрацентрифуг: в Алмело (Нидерланды) и в Кейпенхерсте (Великобритания). В 1977 г. здесь пущены в эксплуатацию первые очереди заводов разделительной мощностью по 50 тыс. ЕРР/год. Центрифужный завод в Кейпенхерсте размещен на территории, где находится и газодиффузионный завод, что позволяет использовать кадры, накопленный опыт аналогичного производства и сравнивать два метода в процессе эксплуатации.

Успешная эксплуатация опытных заводов позволила «Тройке» принять решение о сооружении и пуске в 1980—1985 гг. двух крупных заводов — в Алмело и Кейпенхерсте — разделительной мощностью каждый до 1 млн. ЕРР/год с доведением ее в дальнейшем до 6 млн. ЕРР/год. Специалисты фирмы «Юренко» (впоследствии она была реорганизована и получила наименование «Юренко—Сентек») считают, что центрифужные заводы экономически вполне конкурентоспособны с газодиффузионными заво-

* Подробно о центрифужном методе разделения изотопов см. в гл. 8.

дами по обогащению урана. Потребляемая центрифугами электро-энергия на 1 ЕРР в ~25 раз меньше, чем потребляемая диффузионными машинами. Проектный срок службы центрифуг без ремонта ~10 лет при планируемом выходе из строя ~0,5 % машин в год.

В Японии многие годы велись разработки и тщательные исследования обоих методов разделения изотопов урана — газодиффузионного и центрифужного. Сравнение их показало, что центрифужный метод предпочтительнее. С 1984 г. фирмой РNC начато сооружение первого японского промышленного центрифужного завода с центрифугами собственной конструкции. Разделительная мощность первой очереди 2 млн. ЕРР/год.

Состояние с развитием мощностей центрифужных заводов (на 1983 г.) показано в табл. 7.6.

Объединенный комитет по атомной энергии Конгресса США, рассматривавший в ноябре 1974 г. вместе с представителями фирм перспективы и планы развития промышленности США по обогащению урана, признал, что центрифужный метод имеет существенные преимущества. Этот комитет, однако, проявил осторо-

Таблица 7.6. Заводы по обогащению урана центрифужным методом, действующие, сооружаемые и планируемые к строительству в капиталистических странах

Название	Страна-владелец	Фирма	Разделительная мощность, 10 ³ ЕРР/год	Год пуска в эксплуатацию	
Опытные установки					
В Кейпенхерсте	Великобритания	} «Юренко»	~59	1973	
В Алмело	Нидерланды, ФРГ		~75	1972	
В Ок-Ридже	США		~25	1978	
В Торрансе	США		~25	1976	
В Нингё-тогё	Япония		50—75	1979—1981	
Демонстрационные заводы					
В Кейпенхерсте	Великобритания	} «Юренко»	~230	1977—1979	
В Алмело	Нидерланды, ФРГ		~200		1979
Промышленные заводы					
В Кейпенхерсте, Е-22	Великобритания	} «Юренко»	230—800	} 1981—1985	
В Алмело, SP-4	Нидерланды, ФРГ		400—1000		С 1935
В Гронау	ФРГ		>1000 (ввод очередями)		
В Рокасё	Япония РNC	«Юренко—Дейчланд»	200—2000 (ввод очередями)	1984—1988 (1-я очередь)	
7 Планируемые					
В Кейпенхерсте	Великобритания	} «Юренко»	} ~6000 (ввод очередями)	После 1986 г.	
В Алмело	Нидерланды, ФРГ				
В Гронау	ФРГ				

рожность в вопросе о готовности центрифужного метода для его крупномасштабного применения в США, считая, что уровень технологии (1974 г.) позволяет вести строительство пока только нескольких опытно-промышленных установок малой мощности (до 300—1000 тыс. ЕРР/год).

Специальный комитет по изучению различных аспектов топливного цикла при ERDA рекомендовал (1975 г.) правительству США расширить программу по разработке центрифужного метода для строительства в ближайшее время промышленных установок. После ряда лет форсированных опытно-конструкторских работ, которые велись несколькими фирмами («Гаррет», «Юнион карбайд», «Экссон нуклеар», «Центар» и др.), центрифужный метод разделения был признан и в США.

В июле 1977 г. президентом США принято решение* построить к 1994 г. в Портсмуте рядом с диффузионным заводом первый промышленный завод по обогащению урана с газовыми центрифугами на разделительную мощность 8,8 млн. ЕРР/год. Капиталовложения в этот завод, состоящий из восьми корпусов, должны составить около 10 млрд. дол. На нем должны работать 4000 чел. Вместе с модернизированными имеющимися диффузионными заводами общую разделительную мощность заводов США к 1990 г. планировалось довести до 30 млн. ЕРР/год.

Однако в мае 1985 г. администрацией США по докладу Управления по оценке технологий (РЕВ) принято решение прекратить работы по центрифужному методу, остановить и законсервировать сооружение первой очереди завода, где уже было установлено 1700 центрифуг SET-3 общей разделительной мощностью 340 тыс. ЕРР/год.

Вместо центрифуг решено дальнейшее развитие разделительных мощностей в США вести по лазерному методу AVLIS**.

В табл. 7.7 приведены сравнительные технико-экономические показатели двух конкурирующих методов обогащения урана (газодиффузионного и центрифужного).

7.11. ВЫБОР В США ЛАЗЕРНОГО МЕТОДА ВМЕСТО ЦЕНТРИФУЖНОГО

С 1972 г. в США наряду с центрифужным интенсивно разрабатывался лазерный метод разделения изотопов урана, пригодный также для разделения изотопов плутония и других элементов. Работы велись одновременно в трех научно-исследовательских центрах (Ливемор, Лос-Аламос, фирма «Экссон»). В 1982 г. Министерство энергетики США (DOE) приняло решение финансировать в дальнейшем только работы Ливерморской национальной лаборатории им. Лоуренса, где была к тому времени

* Заводы по обогащению урана в США являются государственной собственностью.

** AVLIS — Atomic Vapour Laser Isotopic Separation.

Таблица 7.7. Основные технико-экономические показатели современных разделительных заводов (дол. США по курсу 1975 г.)

Показатель	Газодиффузионный метод	Центрифужный метод
Коэффициент разделения: фактически достигнутый теоретический	1,0018 1,00429	1,2—1,355 1,4—2,0
Число разделительных ступеней для получения обогащенного урана ($x=3\%$ при $y=0,2\%$, $c_0=0,711\%$)	~1400	10—15 (с докритическими роторами центрифуг)
Максимальная разделительная мощность одной диффузионной ступени и одной центрифуги, ЕРР/год	10 800	3—6 (докритические роторы) 30—300 (надкритические роторы)
Период установления равновесного режима при обогащении до 3 % и отвале 0,2 %, сут	25	~0,1
Удельные капиталовложения, дол/(ЕРР·год)	300—400 (450, включая сооружение АЭС) 2370—2500	260—450
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/ЕРР		≤100
Удельная мощность, необходимая для питания электроэнергией, кВт/(ЕРР·год)	0,3	<0,015
Продолжительность строительства завода, год	9	2—3
Минимальная мощность завода для получения оптимальных показателей, ЕРР/год	$9 \cdot 10^6$	$(1-2) \cdot 10^6$
Экономичный период амортизации, год	20—25	10—15
Стоимость 1 ЕРР, дол. (по оценкам 1975 г.)	79	70

создана опытная установка мощностью (лазера) около 300 Вт, доказавшая возможность промышленного внедрения лазерного метода разделения изотопов урана и его экономичность по сравнению с другими методами, разработанными в США.

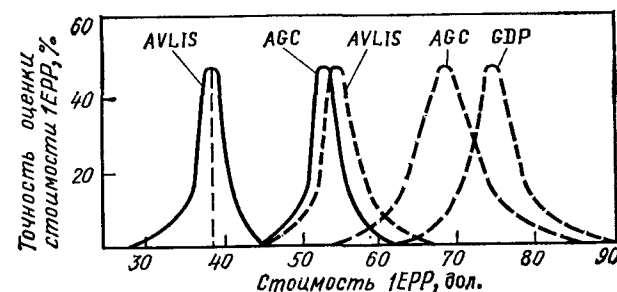
В июне 1985 г. лазерный метод AVLIS был принят к дальнейшей разработке в целях промышленного использования, как наиболее перспективный в США. По словам руководителя DOE AVLIS—это технология XXI века, она имеет лучшие технические и экономические возможности по сравнению с газодиффузионным методом. Намечено до 1990 г. создать прототипную опытную установку (модуль) мощностью (лазера) 10 кВт.

Вслед за США исследования по лазерному методу были развернуты во Франции и Японии. Однако обе эти страны, так же как и США, не предполагают строительство лазерных заводов до конца 90-х годов.

При решении использовать в США вместо центрифужного лазерный метод разделения изотопов урана в качестве основного

Рис. 7.13. Оценки стоимости 1 ЕРР Комиссии по оценке технологий РЕВ США теоретические (—) и по данным РЕВ (---):

AVLIS — лазерный метод разделения изотопов на атомарном паре урана; AGC — усовершенствованные центрифуги; GDP — существующие в США газодиффузионные заводы



довода приводились результаты расчетов, выполненные специальной экспертной Комиссией по оценке технологии РЕВ, которые показали экономические преимущества лазерного метода (рис. 7.13).

Однако уже в ноябре 1985 г. на ежегодном собрании Атомного промышленного форума США было высказано мнение, что принятое Министерством энергетики решение ошибочно, что новая лазерная технология еще недоработана для промышленного внедрения и может не оправдать возлагаемых на нее надежд. Позже Министерством энергетики США (DOE) было заявлено, что начало сооружения первого завода лазерного разделения планируется не ранее 1995 г. с вводом первой очереди в 1998 г. Таким образом, до 2000 г. США будут продолжать обогащать уран по сравнительно дорогой цене на своих диффузионных заводах.

На X ежегодном симпозиуме Уранового института (Лондон, 1985 г.) представитель консорциума «Юренко» заявил, что их технология центрифугирования (а она существенно отличается от американской) сохраняет свою конкурентоспособность и что общие затраты фирмы на исследования и разработки, на строительство и ввод в эксплуатацию трех заводов «Тройки» значительно меньше затрат США на незавершенные исследования и разработки центрифуг.

По-видимому, отказ США от центрифужного метода связан с неудачно выбранной принципиальной концепцией конструкции американских центрифуг; а именно с их резко (в ~5 раз) увеличенными (по сравнению с европейскими и японскими центрифугами) габаритными размерами (диаметр ротора ~0,9 м, высота ротора ~10 м). Такие параметры роторов были выбраны в целях получения большой единичной разделительной мощности центрифуги, превосходящей в 20—30 раз показатели подкритических центрифуг конструкции фирмы «Юренко», что, казалось, гарантирует более высокую конкурентоспособность американской технологии. Однако невысокая надежность американских центрифуг типа SET-3 со сроком службы 3—5 лет обусловила значительные амортизационные отчисления, составляющие более 66 % всех годовых эксплуатационных затрат. Все это дало основание экспертам РЕВ при оценке лазерной, центрифужной и диффузионной технологий показать экономическую предпочтительность лазерного метода, разработанного в США и обещающего, по их мнению, обеспечить наиболее дешевую разделительную работу.

Нельзя исключить и то, что помимо экономических оценок на окончательное решение США могли повлиять и другие, неизвестные нам факторы, например неизбежные для столь динамически напряженных условий работы аварийные разрушения отдельных крупногабаритных роторов или целых групп их в ходе экспериментальных или пусконаладочных работ в каскадах и тяжелые последствия таких разрушений. Подобные факты могли породить сомнения и неуверенность в технической надежности и устойчивой коммерческой эксплуатации будущих заводов, состоящих из многих тысяч подобных центрифуг, вращающихся с огромной скоростью, превышающей 500 м/с.

При отсутствии необходимой информации (из-за большой засекреченности работ) также трудно понять, почему, затратив более 15 лет на исследования и разработки и израсходовав свыше 4 млрд. дол., США столь внезапно прекратили работы и их дальнейшее финансирование, не продемонстрировав эксплуатацию уже смонтированных 1700 центрифуг на предприятии, столь отличающемся технически от центрифужных заводов «Тройки». В целом история с центрифугами в США весьма загадочна и когда-либо вероятно будет разъяснена.

А тем временем европейские фирмы «Тройки» и Япония развивают и используют во все возрастающих масштабах неэнергоемкую и вполне конкурентоспособную с диффузионным методом и надежную технологию обогащения урана с применением центрифуг.

7.12. ЦЕНА ОБОГАЩЕННОГО УРАНА

Цена обогащенного урана, предназначенного для изготовления ядерного топлива, определяется двумя главными видами затрат: на разделение изотопов урана и на оплату исходного сырья, обычно поставляемого на разделительный завод в виде гексафторида природного урана в твердой или жидкой фазе.

На обогащение или дообогащение может поступать после соответствующей очистки и фторирования не только природный, но и регенерированный уран, извлеченный из отработавшего в реакторе ядерного топлива. Этот уран может иметь содержание ^{235}U меньше или больше 0,711 %. При определении его удельного расхода как исходного сырья для обогащения он приводится к концентрации природного урана (по формулам § 7.2). При определении его цены учитываются все затраты по хранению, транспортированию, радиохимической регенерации, включая затраты на переработку и длительное хранение радиоактивных отходов, а также по превращению регенерированного урана в гексафторид.

Цена 1 кг обогащенного урана C_x (с обогащением x , %), получаемого в виде гексафторида из природного урана, может быть с большой степенью точности * рассчитана по уравнению

$$C_x = C_c f_0 + C_p n_{\text{ЕРР}} = C_c (x - y) / (c_0 - y) + C_p n_{\text{ЕРР}}, \quad (7.32)$$

где C_c — оптовая цена 1 кг природного топлива в виде гексафторида **: $f_0 = (x - y) / (c_0 - y)$ — расходный коэффициент, определяю-

* Здесь цена получаемого отвалного урана условно принята равной нулю (для упрощения расчета).

** О структуре затрат на производство природного урана и динамике роста цен на него на мировом капиталистическом рынке см. в § 6.15.

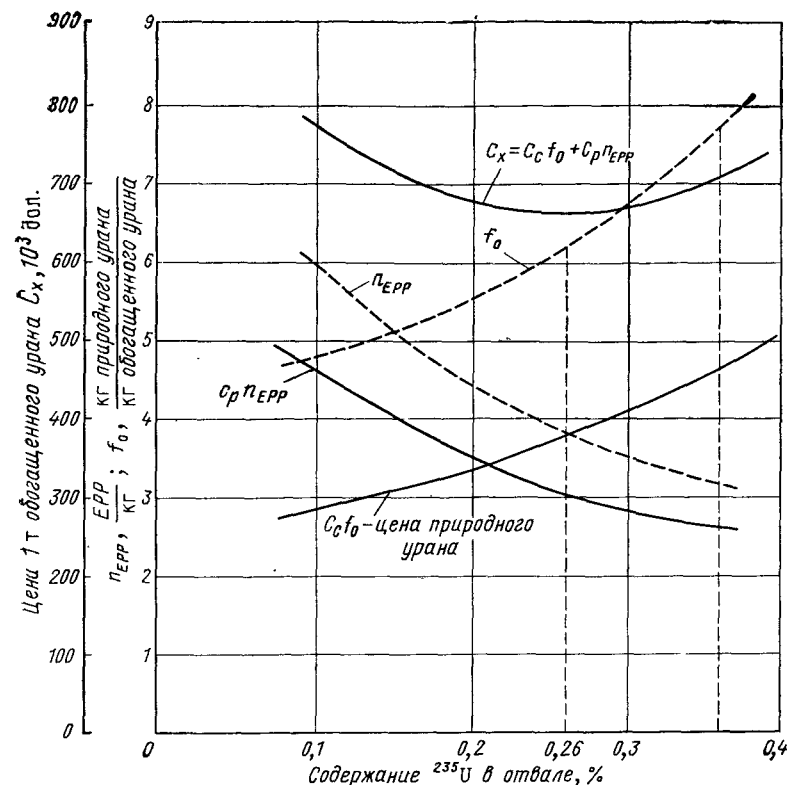


Рис. 7.14. Зависимость цены 1 т обогащенного до 3 % урана от содержания ^{235}U в отвале (принято произвольно, что $C_c = 60$ дол/кг; $C_p = 80$ дол/ЕРР)

щий количество природного урана, необходимого для получения 1 кг обогащенного урана при заданном содержании ^{235}U в отборе, отвале и питании (x , y , c_0), — приводится без учета потерь сырья в технологическом процессе (эти потери весьма малы и далее в расчетах не учитываются); C_p — цена 1 ЕРР, установленная на основе стоимости затрат в разделительном производстве. Она отражает все затраты на производство обогащенного урана, как эксплуатационные, так и постоянные, а также прибыль; $n_{\text{ЕРР}} = \Delta / P$ — количество единиц разделительной работы, необходимой для получения 1 кг обогащенного урана при заданных значениях x и y [вычисляется по формуле (7.30) или берется из табл. 7.2].

На рис. 7.14 приведена зависимость цены 1 т обогащенного (до 3 %) урана от содержания ^{235}U в отвале. Видно, что при принятых в расчете ценах оптимальное содержание в отвале ^{235}U $y = 0,2 \div 0,3$ %.

Оптовая отпускная цена природного урана, поступающего на обогащение, в условиях социалистического хозяйства определяется по усредненным данным производства многих объеди-

ненных горно-металлургических и аффинажных заводов. В нее входят все затраты производственного цикла: добыча из недр, извлечение из руд, очистка и получение товарного химического концентрата, а также все последующие химико-металлургические переделы, включая получение чистых химических концентратов и превращение урана в гексафторид, удовлетворяющий техническим требованиям на его поставку разделительному заводу. Сюда относят и все связанные с производством транспортно-складские, административно-хозяйственные затраты, а также положенные начисления и прибыль, которая должна обеспечивать установленный нормативный уровень рентабельности. Природный уран может быть приобретен со стороны (импортирован) по определенной коммерческой цене. Он может быть поставлен в виде полуфабриката — концентрата закиси — окиси (U_3O_8), в виде тетрафторида или в другой форме. В этом случае в цену природного урана должны быть включены все затраты, связанные с очисткой, фторированием и получением готового кондиционного продукта — гексафторида урана, с его затариванием в специальные емкости и транспортированием на разделительный завод.

В § 7.4 были рассмотрены процессы разделения изотопов урана и дана формула (7.30) для определения удельной работы. Необходимая работа разделения, отнесенная к 1 кг обогащенного урана и выраженная в ЕРР, ЕРР/кг,

$$n_{\text{ЕРР}} = \frac{\Delta U}{P} = V(x) + \frac{x - c_0}{c_0 - y} V(y) - \frac{x - y}{c_0 - y} V(c_0). \quad (7.33)$$

Подставив (7.33) в (7.32), получим выражение для цены обогащенного урана (при применении природного урана для питания разделительного завода):

$$C_x = C_c \frac{x - y}{c_0 - y} + C_p \left[(2x - 1) \ln \frac{x}{1 - x} + \frac{x - c_0}{c_0 - y} (2y - 1) \ln \frac{y}{1 - y} - \frac{x - y}{c_0 - y} (2c_0 - 1) \ln \frac{c_0}{1 - c_0} \right]. \quad (7.34)$$

По этой формуле можно найти такое значение y , которое отвечает требованию минимального значения C_x , т. е. наименьшей цене обогащенного урана при заданных C_c , C_p , x и c_0 .

Дифференцируя выражение (7.34) по y и приравнявая $dC_x/dy = 0$, получаем следующую аналитическую зависимость оптимального содержания ^{235}U в отвале y_0 от отношения цены 1 кг природного урана C_c к цене C_p единицы работы разделения:

$$\frac{C_c}{C_p} = (1 - 2c_0) \ln \frac{y_0(1 - c_0)}{(1 - y_0)c_0} + \frac{(y - 2y_0)(c_0 - y_0)}{y_0(1 - y_0)}. \quad (7.35)$$

Зависимость (7.32) приведена на рис. 7.15. Видно, что при изменении C_c/C_p от 0,2 до 1,3 оптимальное содержание ^{235}U в отвале y_0 составляет 0,4—0,2 %. Поскольку фактические и про-

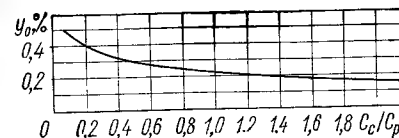
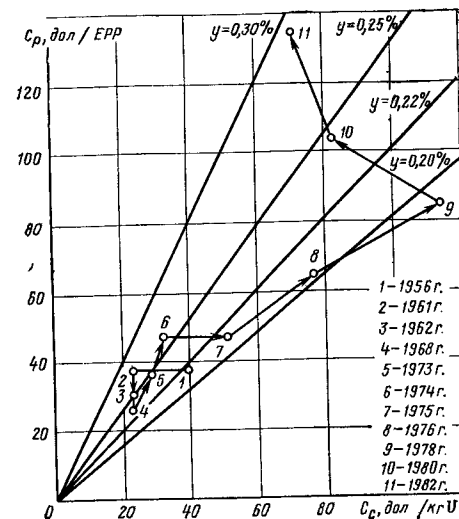


Рис. 7.15. Зависимость оптимального содержания ^{235}U в отвале разделительного завода от отношения цены природного урана к цене единицы работы разделения

Рис. 7.16. Динамика изменения цен на природный уран и на разделительную работу в США (фактические данные) с учетом содержания ^{235}U в отвале y



гнозируемые мировые цены на природный уран и на работу разделения укладываются в указанный выше диапазон отношений C_c/C_p (рис. 7.16), то, вероятно, и экономически оптимальные значения y_0 в отвалах будут также находиться в указанном выше диапазоне. При удешевлении разделительной работы, например при соотношении $C_c/C_p > 2$, оптимальный отвал будет при $y_0 \leq 0,1$ %.

Рост цен за обогащение урана. Цену 1 ЕРР на международном рынке пока определяют США. Для коммерческих расчетов установленная в США цена 1 ЕРР очень высока и нестабильна, что объясняется в основном инфляцией и увеличением цен на нефть, газ, электроэнергию. В 1986 г. цена 1 ЕРР была 26 дол., затем 32 и 36 дол., в 1974 г. — 38,5 дол., в 1975 г. поднялась до 42,1 дол., а с 20 августа 1975 г. по долгосрочным контрактам на основе твердых обязательств установлена 53,35 дол. Для заказчиков, контракты с которыми предусматривают поставку обогащенного урана по требованию, с декабря 1975 г. цена поднята до 60,95 дол. (прежняя цена — 47,8 дол.). Через год (октябрь 1977 г.) эти цены возросли до 61,3 и 69,8 дол. за 1 ЕРР и сохранялись до 1979 г., когда они были снова подняты до 88,65 дол./ЕРР по твердым контрактам и до 98,3 дол./ЕРР для срочных поставок (по требованию). В 1982 г. цена по контрактам выросла до 138,6 дол./ЕРР.

На рис. 7.17 дан график роста цен на 1 ЕРР. Пользуясь почти монопольным положением на мировом рынке обогатительного сервиса, США обосновывают рост цены за обогащение урана не только удорожанием топлива и электроэнергии, инфляцией и ростом эксплуатационных затрат; они теперь относят на стоимость обогащения урана и затраты на модернизацию своих диффузионных заводов.

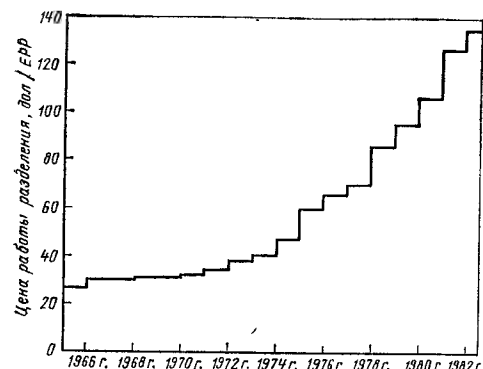


Рис. 7.17. Динамика роста цен, устанавливаемых в США за 1 ЕРР

считывает на снижение цены за 1 ЕРР после 1990 г. до 60 дол. вследствие дальнейшего совершенствования центрифужной технологии и роста мощностей.

Расчетные затраты, относимые в США на 1 ЕРР, при существующем диффузионном методе разделения составляют по калькуляции 1967 г. (табл. 7.8) из следующих компонентов: затраты на электроэнергию (50%), постоянные затраты (33%) (амортизация оборудования, проценты на капитал, налоги и пр.) и эксплуатационные затраты (17%) (зарплата, ремонт, административно-хозяйственное обеспечение). В калькуляцию по статье «постоянные затраты» включены также затраты на научно-ис-

Таблица 7.8. Калькуляция расчетной цены 1 ЕРР на модернизированных диффузионных заводах США (дол. по курсу 1973 г.) и не подвергающихся модернизации (дол. по курсу 1967 г.)

Наименование	1967 г. (до модернизации)	1973 г. (после модернизации)
Постоянные затраты	7,73	24,77
В том числе:		
амортизационные отчисления, проценты на капитал (5 %)	6,58	23,39
оборотный капитал	—	0,27
отчисления на инвентарное пополнение каскадов исходным продуктом	1,15	1,11
Эксплуатационные затраты	14,77	26,31
В том числе:		
плата за электроэнергию	11,28	24,03
исследования и разработки	0,87	0,36
прочие	2,62	1,92
Стоимость 1 ЕРР, дол.	22,50	51,08
Цена 1 ЕРР (прибыль 15 %), дол.	26,00	58,47

Однако конкуренция, ставшая особенно острой после сооружения во Франции диффузионного завода в Трикастене («Евродиф») и наращивания мощностей трех центрифужных заводов фирмы «Юренко», вызвала в США снижение цены за услуги по обогащению урана до 125 дол./ЕРР в 1985 г. Фирма «Евродиф» предложила более низкую цену — 95 дол./ЕРР, а в перспективе возможно и еще снижение. Фирма «Юренко» рас-

следовательские и опытно-конструкторские работы по совершенствованию методов разделения.

В период 1974—1984 гг. по всем статьям приведенной в табл. 7.8 расчетной калькуляции происходил ежегодный рост цены 1 ЕРР.

В расчетах (табл. 7.8) принято: разделительная мощность завода 9,75 млн. ЕРР/год; капитальные затраты ~1400 млн. дол. (по курсу 1973 г.); удельные капитальные затраты 137—160 дол./(ЕРР·год), потребляемая мощность 2000—2400 МВт, удельная мощность 0,23—0,275 кВт/(ЕРР·год), удельное потребление энергии 2100—2400 кВт·ч/ЕРР; цена 1 кВт·ч ~1,0—1,15 цента (в 1967 г. ~0,45 цента).

По оценкам западноевропейских фирм (1978 г.) структура цены 1 ЕРР при диффузионном и центрифужном методах обогащения будет складываться из следующих сравнимых показателей (при сроке амортизации диффузионного завода 25 лет, а центрифужного — 10 лет):

	Газодиффузионный метод	Центрифужный метод
Постоянные затраты [амортизация капиталовложений, проценты (7%) за ссуду банку], %	50—45	79—75
Потребляемая энергия, %	46—53	3—5
Эксплуатационное и техническое обслуживание, %	4—2	18—20

В этой калькуляции соотношение в статьях затрат отражает различную техническую структуру и особенности сравниваемых методов получения обогащенного урана.

Обогатительный сервис США и его условия. США заключили и продолжают заключать крупные контракты на обогатительный сервис с капиталистическими странами — владельцами АЭС*. Для услуг по обогащению в США установлены две разновидности контрактов: на единовременные заказы, действующие короткий срок, и на долговременные — до 30 лет с правом уточнять спецификацию и сроки поставки в пределах обусловленного договором общего объема обогащенного урана с ориентировочным содержанием в нем ²³⁵U. Заказчик имеет право распоряжаться отвалами обедненного урана. Установлен стандартный коэффициент потерь при потреблении заказчиками отвалов (0,5%). Исходное сырье поставляется заказчиком в виде гексафторида урана, который должен отвечать определенным техническим требованиям.

Коэффициенты расхода природного урана и значения требуемой разделительной работы берутся по официальным таблицам (см. табл. 7.2). В 1974 г. в США опубликованы критерии по контрактам на обогащение и шкала неустоек в случае расторжения контрактов на основе фиксированных твердых обязательств. В зависимости от времени уведомления о намерении

* В 1978 г. объем услуг зарубежным потребителям составил 5 млн. ЕРР. В последующие годы (особенно после 1984 г.) доходы от обогатительного сервиса неуклонно снижаются. В 1986 г. они составили ~1,5 млрд. дол.

заказчика расторгнуть контракт с него взимаются различные проценты от стоимости аннулированных услуг (например, от 0 до 1 года — 57,3 %, от 1 до 2 лет — 53,6 %, от 2 до 3 лет — 50,8 % и т. д., постепенно снижаясь, неустойки при уведомлении за 9—10 лет до срока действия контракта составляют 23,9 %). Принятие этих условий свидетельствует о значительных издержках, которые возникают при нарушениях установленного технологического режима и отклонениях в загрузке диффузионных заводов, что связано с особенностями диффузионной технологии. Теряя рынок обогатительного сервиса, США вынуждены периодически пересматривать цены и смягчать условия своих услуг.

7.13. ОТВАЛЬНЫЙ УРАН

Применение обогащенного урана в ядерной энергетике с реакторами на тепловых нейтронах сопровождается непрерывным процессом накопления запасов обедненного урана в отвалах разделительных заводов. Отвалы получаются как при разделении природного, так и при дообогащении регенерируемого урана, извлеченного из отработавшего топлива АЭС.

Цена 1 кг получаемого на разделительном заводе обедненного урана, идущего в отвал и поступающего на длительное хранение, не учитывается при определении цены 1 кг обогащенного урана [см. формулу (7.32)]. Считается, что она невелика, и ею можно пренебречь. Однако отвальный уран имеет скрытую стоимость: он почти полностью состоит из воспроизводящего материала ^{238}U и содержит определенное количество ^{235}U , который может быть частично или почти полностью когда-нибудь извлечен. Кроме того, он содержит много фтора (третью часть массы). Поэтому можно рассматривать все отвалы обедненного урана не только как основной ресурс воспроизводящего материала для зон воспроизводства реакторов на быстрых нейтронах, но и как бедное (по сравнению с природным ураном) исходное сырье для получения урана с природной концентрацией ^{235}U . Назовем этот продукт *восстановленным природным ураном*. В этом случае отвал можно рассматривать и как полуфабрикат, т. е. продукт незавершенного производства в технологическом цикле получения природного урана. Конечно, более глубокое извлечение ^{235}U из отвалов должно быть экономически оправдано и производственно обеспечено. В таком случае цену 1 кг обедненного урана можно было бы определить, исходя из затрат на получение из него как исходного питающего сырья восстановленного природного урана. При этом цена такого восстановленного природного урана должна соответствовать установившейся в данный период времени максимальной цене природного урана, добываемого из недр, использование которого в ядерной энергетике считается рентабельным.

Рассмотрим этот вариант. Для упрощения расчетов будем считать, что и при получении восстановленного природного урана ценой нового (более обедненного) отвала можно пренебречь. Этот

новый отвал теперь может рассматриваться только как сырьевой воспроизводящий материал, пополняющий замороженные на многие годы омертвленные ресурсы. Пока эти ресурсы не являются товаром, они не имеют и определенной цены. Однако их длительное хранение требует затрат: на затаривание, транспортирование, сооружение складов, обеспечение безопасности хранения, контроль и охрану. Отсюда следует, что цена отвалов и по этим причинам не может быть равна нулю.

По условию $x=c_0=0,711\%$; содержание ^{235}U в отвале, идущем на питание каскада, обозначим y , а содержание ^{235}U в новом, более бедном отвале — y_1 (при этом $y > y_1$). По аналогии с (7.32)

$$C_c = C_{\text{отв}} f_{\text{отв}} + C_p n_{\text{ЕРР}}. \quad (7.36)$$

Отсюда цена 1 кг отвального урана $C_{\text{отв}}$ с содержанием ^{235}U , равным $y > y_1$, составит

$$C_{\text{отв}} = (C_c - C_p n_{\text{ЕРР}}) / f_{\text{отв}}, \quad (7.37)$$

где $f_{\text{отв}} = (c_0 - y_1) / (y - y_1)$ — коэффициент расхода отвального урана для получения 1 кг урана с содержанием ^{235}U , равным природному при заданных концентрациях y и y_1 , кг отвального урана/кг восстановленного природного урана; $n_{\text{ЕРР}}$ — количество единиц разделительной работы, необходимой для получения из отвала 1 кг урана с содержанием ^{235}U , равным содержанию в природном уране при заданных y и y_1 .

Пример. Определить $C_{\text{отв}}$ при следующих условиях: $y=0,36\%$, $y_1=0,2$ и $0,1\%$, $C_c=80$ дол/кг; $C_p=100$ дол/ЕРР.

По табл. 7.2 находим $f_{\text{отв}}=1/0,313=3,2$ (при $y_1=0,2\%$); $f_{\text{отв}}=1/0,426=2,35$ (при $y_1=0,1\%$); $n_{\text{ЕРР}}=0,615$ и $1,052$ соответственно. Тогда $C_{\text{отв}}=6,1$ дол/кг (при $y_1=0,2\%$). При $y_1=0,1\%$ $C_{\text{отв}} \geq 0$, если восстановленный природный уран будет иметь цену не менее 106 дол/кг, так как расходы только на оплату разделительной работы составляют 105,5 дол/кг.

Несильно обедненный уран, хранящийся в виде гексафторида, может поступать со складов для питания разделительных заводов в несколько стадий или в порядке убывания его концентрации до тех пор, пока скрытая цена отвала не станет равной нулю. В этом случае $C_c = C_p n_{\text{ЕРР}}$, т. е. цена 1 кг восстановленного природного урана при нулевой цене применяемого для питания отвала будет определяться ценой работы разделения отвала. Большая или меньшая ценность отвалов, используемых для получения восстановленного природного урана, практически связана с большим или меньшим содержанием в них ^{235}U *.

* Отвал в виде UF_6 можно рассматривать и как богатое ($\sim 30\%$ F) и чистое сырье для получения фтора. Фтор является дорогим и дефицитным продуктом. Переработка бедных (по содержанию UF_6) отвалов с полным извлечением и концентрированием фтора не возможна, и экономически рентабельна. Прейскурантная цена фтора (1982 г.) составляет 1742 руб. за 1 т.

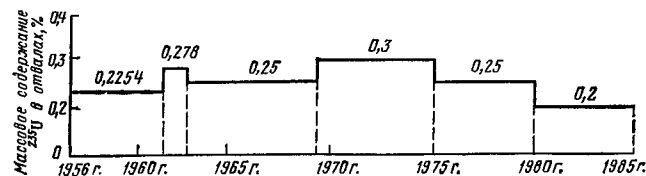


Рис. 7.18. Содержание ^{235}U в отвалах газодиффузионных заводов США

Диффузионные заводы США длительный период работали (рис. 7.18) при содержании ^{235}U в отвале $y=0,3\%$. При удорожании природного урана и наличии достаточных разделительных мощностей газодиффузионных и центрифужных заводов можно довести содержание ^{235}U в отвале до $0,1\text{—}0,2\%$. Исследователи и разработчики лазерного метода разделения изотопов урана рассчитывают на почти полное (до $y=0,03\%$) извлечение ^{235}U из отвалов. Однако в настоящее время нет данных для оценки стоимости разделительной работы этим методом.

Не следует оценивать отвальный уран только как исходное сырье для получения восстановленного природного урана. Отвальный уран, накапливаемый на разделительных заводах, является высокоочищенным от примесей продуктом, содержащим высококонцентрированный ^{238}U . Это готовый воспроизводящий ядерный материал для изготовления зон воспроизводства реакторов на быстрых нейтронах и получения плутония. Его не надо извлекать из недр, он лежит на складах. Очевидно, что по мере развития реакторов-размножителей на быстрых нейтронах отвалы разделительных заводов будут соответствующим образом переоценены. В их цене отразятся и затраты на длительное хранение. При определении цены обогащенного урана затраты на исходное сырье могут быть уменьшены за счет отнесения существенной части их на отвальный уран как на товарный продукт.

В этом случае формула (7.32) принимает такой вид:

$$C_x = C_c f_0 - (f_0 - 1) a C_c + C_p n_{\text{ЕРР}}. \quad (7.38)$$

Второй член уравнения характеризует затраты разделительного завода, отнесенные на отвальный уран при оптовой цене за 1 кг этого урана (в виде гексафторида), которая выражена в долях a оптовой цены за 1 кг природного урана C_c . Величину a можно принять пропорциональной отношению содержания ^{235}U в отвале к содержанию его в природном уране (при $y=0,1\%$, $a=0,14$, при $y=0,2\%$, $a \approx 0,28$). Такой же подход можно применить и при оценке отвалов, получаемых от дообогащения регенерированного урана, а также при дополнительном извлечении ^{235}U из относительно богатых отвалов, хранящихся на складах. Затраты же на разделительную работу правомерно полностью отнести на обогащенный уран. До настоящего времени еще не создана общепринятая методика расчета затрат, относимых на отвальный продукт.

Из формулы (7.39) видно, что при $y=0,2\%$ цена обогащенного урана из-за перенесения на отвал части затрат ($\sim 25\%$), относившихся на природный уран, снизится в общем незначительно и будет тем меньше, чем выше цена разделительной работы.

Металлический отвальный уран применяется не только в ядерной энергетике. Он может быть использован и частично уже используется как очень тяжелый металл (теоретическая плотность $\sim 19,0 \text{ г/см}^3$) для защиты от ионизирующего излучения при изготовлении контейнеров для перевозки радиоактивных веществ, а также для других технических целей.

Отвалы обедненного урана или торий? Правомерно сравнивать два вида воспроизводящего материала, которым мы располагаем для получения делящихся материалов: ^{238}U и ^{232}Th . Положим, что, в общем, они одинаково эффективны для применения в зонах воспроизводства реакторов на быстрых нейтронах. Но ^{238}U в компактном виде как отвал сильнообедненного урана лежит на складе всегда готовый к применению по хорошо отработанной технологии, ториевые же руды нужно добывать из недр, извлекать из них металл и осуществлять весь сложный цикл получения из тория чистого воспроизводящего материала. Промышленная технология тория находится в начальной стадии разработки и освоения. По-видимому, цена 1 т отвала обедненного урана, даже с учетом затрат на его длительное хранение, будет существенно ниже цены 1 т тория. В этом состоит главная причина, объясняющая тот факт, что торий до сих пор не нашел практического применения в ядерной энергетике, несмотря на ряд несомненных достоинств. Можно сказать, что время для использования тория еще не наступило.

7.14. ЛАЗЕРНЫЙ МЕТОД РАЗДЕЛЕНИЯ ИЗОТОПОВ УРАНА

Лазерный метод разделения изотопов урана основан на эффекте изотермического смещения спектральных линий в атомах урана. Частотный сдвиг между спектрами ^{235}U и ^{238}U составляет около 8 ГГц.

Настроив излучение лазера на очень узкую полосу длин волн, можно селективно возбудить уровень только нужного изотопа (в данном случае ^{235}U) и затем осуществить его фотоионизацию.

Различают два способа разделения в зависимости от того, в каком состоянии находятся изотопы урана, взаимодействующие с лазерным излучением: в виде атомарного пара (метод AVLIS) или в виде газообразных молекул UF_6 (метод MLIS — Molecular Laser Isotopic Separation).

Молекулярный метод лазерного обогащения урана оказался весьма сложным. Молекулы UF_6 имеют много уровней энергии, соответствующих колебательным состояниям атомов в молекуле. И хотя колебательные уровни молекулы $^{235}\text{UF}_6$ слегка смещены

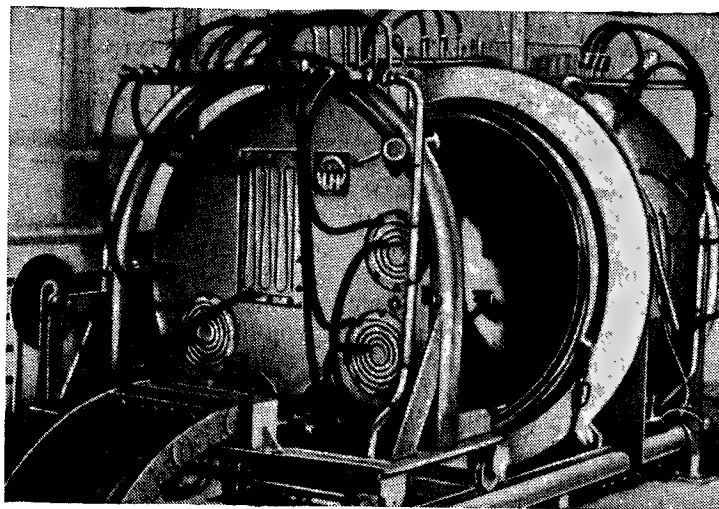


Рис. 7.19. Вакуумная печь для испарения урана под действием электронной бомбардировки (экспериментальная установка в Сакле, Франция)

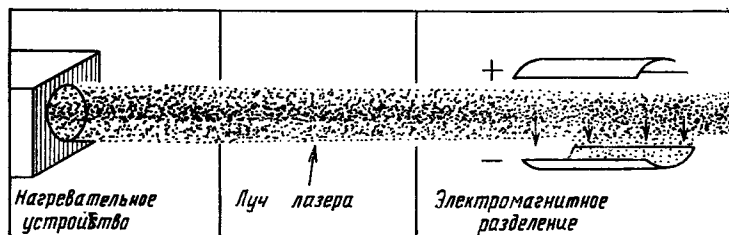


Рис. 7.20. Принципиальная схема лазерного разделения изотопов урана в атомном паре

относительно тех же уровней в молекуле $^{238}\text{UF}_6$, очень сложно найти переход, обеспечивающий селективность и фотоионизацию $^{235}\text{UF}_6$. Поэтому, несмотря на простоту и большой опыт обращения с UF_6 , осуществление метода MLIS на практике столкнулось с весьма значительными трудностями создания соответствующего лазерного устройства. Работы по их преодолению ведутся. Лазер должен генерировать монохроматическое излучение в средней и дальней областях инфракрасного спектра, иметь высокую частоту повторения импульсов (порядка 10^4 Гц), обладать большой мощностью (несколько сот киловатт) и функционировать надежно в течение нескольких лет.

Метод AVLIS в основном отработан на демонстрационной установке.

Физические основы AVLIS. Уран испаряется при температуре ~ 2600 К под действием электронно-лучевой бомбардировки (рис. 7.19). Взаимодействие лазерного излучения с парами ^{235}U

приводит к их ионизации (рис. 7.20). В конце процесса ионы ^{235}U удаляются из пара с помощью электромагнитного поля. Процесс может проводиться в несколько этапов (рис. 7.21). На первом этапе реализуется селективное возбуждение атомов ^{235}U ($h\nu_1$), для которого требуется настроенный с высокой точностью лазер. На втором этапе ионизируются возбужденные атомы.

Ионизация осуществляется с помощью трех лазеров на красителе (родамине), для которых необходима мощность ~ 10 кВт.

Уран имеет сложное строение электронных оболочек. В нем насчитывается более 900 энергетических уровней, между которыми наблюдается более 9000 переходов. Сдвиг по энергии между соответствующими уровнями изотопов ^{235}U и ^{238}U составляет $\sim 3 \cdot 10^{-5}$ эВ, а сдвиг частот ~ 8 ГГц, поэтому частота лазерного излучения для селективного возбуждения атомов урана должна выдерживаться очень точно, погрешность не должна превышать $\sim 10^{-5}$ при ориентировочной энергии фотона ~ 1 эВ.

После возбуждения атомы ^{235}U могут быть ионизованы с помощью дополнительного облучения ($h\nu_2$) в один (процесс А) или два (процесс В) этапа ($h\nu_2, h\nu_3$). Для процесса В энергия кванта на втором этапе ($h\nu_2$) может быть несколько ниже порога ионизации. В этом случае состояние ионизации достигается с помощью дополнительного электрического поля Е.

Принципиальная схема установки для атомного метода разделения изотопов урана, разработанная в Ливерморской лаборатории им. Лоуренса, приведена на рис. 7.22. Установка состоит из трех частей: лазерной системы, настроенной на частоту селективного возбуждения; системы усиления лазерного луча; системы разделения ионизованного ^{235}U . Используются два лазера: первый (на парах меди, мощностью 150 Вт) приводит в действие второй (на красителях), генерирующий свет с необходимой для процесса длиной волны (рис. 7.23).

Практическая реализация метода требует решения ряда технологических проблем, включающих разработку эффективного лазерного устройства, испарителя (для нагрева используются электронные пушки), специальных материалов для испарителя, а также средств поддержания герметичности сепаратора. В частности, в данном методе лазер должен обеспечить высокие монохроматичность и интенсивность излучения, а также точную настройку в диапазоне длин волн от УФ- до ИК-области (0,2—22 мкм). Диаметр луча лазера должен быть также достаточно большим. Под действием электронного пучка локальная температура урана может достигать 2600 К. При такой температуре в связи с высокой скоростью испарения урана (примерно несколько

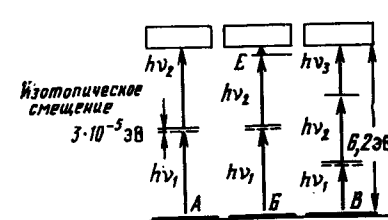


Рис. 7.21. Схема фотоионизации атомного пара

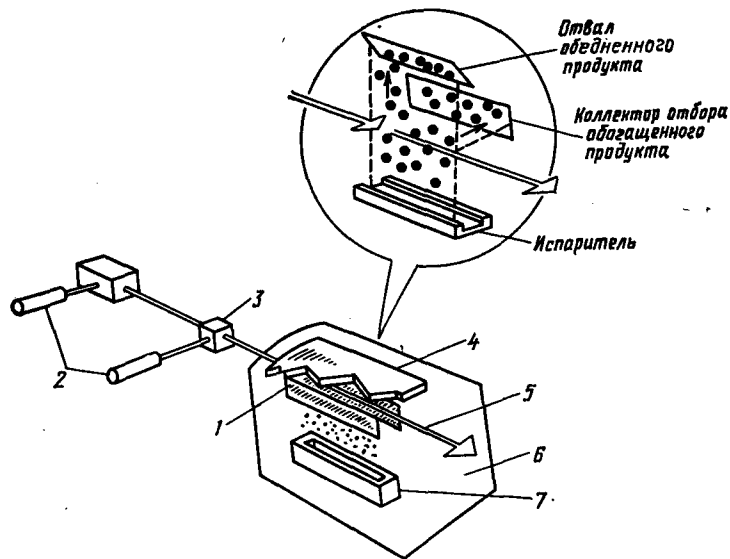


Рис. 7.22. Схема технологической установки для лазерного способа разделения изотопов урана AVLIS:

1, 4 — коллекторы сбора обогащенного и обедненного продукта; 2 — лазер на красителе и лазер накачки на парах меди; 3 — лазерный усилитель на красителе; 5 — лазерный луч; 6 — пары урана; 7 — электронно-лучевой испаритель металлического урана

ких сот граммов в 1 с), обладающего в парообразном и жидком состояниях высокой химической активностью, требуются специальные термоизоляторы.

Оценка производственной мощности и экономики AVLIS. Для атомарного метода выполнены экономические оценки и разработана прототипная система. Система содержит 40 лазеров на парах меди, 5 лазеров и 7 предусилителей на красителях. Один рабочий цикл прохождения через разделительный модуль паров природного урана обеспечивает обогащение ^{235}U до 3,2 %.

На базе экспериментального модуля Ливерморской лаборатории до 1990 г. сооружается полномасштабная демонстрационная разделительная установка, на которой будут отрабатываться производственные циклы по обогащению урана (рис. 7.24). Разделительный модуль заключен в большой вакуумно-плотный корпус и включает в себя испаритель исходного продукта и коллектор обогащенного урана.

При плотности паров урана 10^{20} атомов/ м^3 ($7 \cdot 10^{17}$ атомов $^{235}\text{U}/\text{м}^3$) в модуле с объемом зоны взаимодействия лазерного излучения с парами урана $\sim 0,4 \text{ м}^3$ (длина 200 м, диаметр 0,05 м), частоте генерации лазерных импульсов $\sim 10^4$ Гц производительность установки атомарного разделения составит 0,6 г/с, или ~ 52 кг в сутки, или ~ 18 т обогащенного урана в год.

Для получения высокого коэффициента разделения плотность

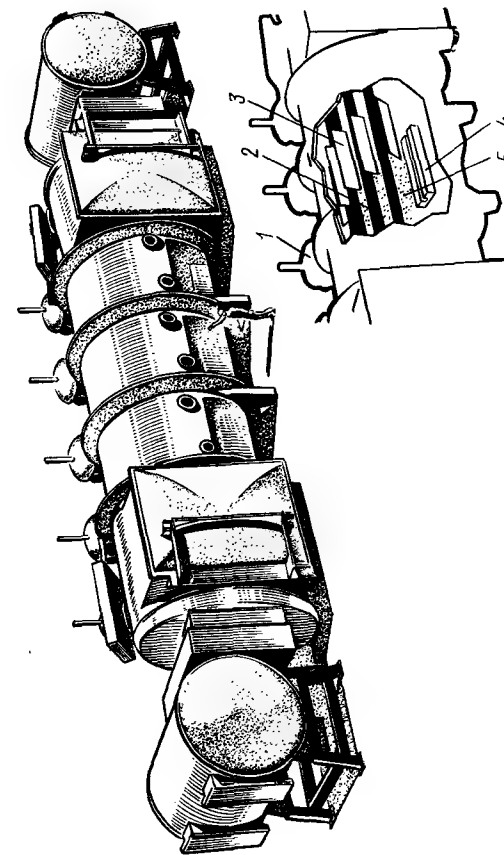


Рис. 7.24. Демонстрационная полномасштабная разделительная лазерная установка (модуль), сооружаемая в Ливерморской национальной лаборатории им. Лоуренса: 1 — испаритель для обогащенного урана; 2 — луч лазера; 3 — пластины коллектора для электроосаждения обогащенного урана; 4 — электронно-лучевая печь-испаритель; 5 — пары урана

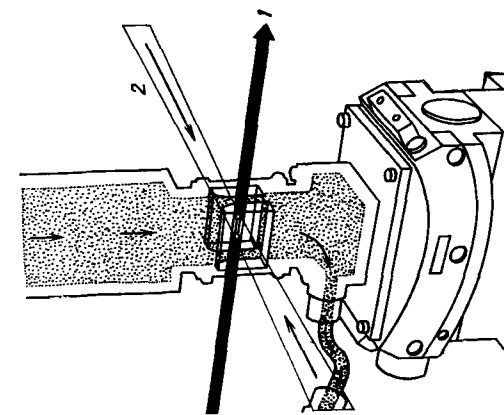


Рис. 7.23. Схема лазерного усилителя на красителе [показано пересечение лучей лазера на красителе (1) и лазера накачки (2) в узком усилительном канале]

паров урана должна быть достаточно малой, так как с ростом плотности увеличивается обмен зарядами между ионами ^{235}U и атомами ^{238}U , что снижает селективность процесса. В то же время плотность паров не может быть чрезмерно низкой, иначе упадет производительность установки. Поэтому ведутся работы по решению проблемы увеличения плотности урана при сохранении высокой селективности процесса.

По оценкам американских специалистов удельные капитальные затраты на сооружение завода производительностью 10 млн. ЕРР/год составят ~122 дол. на 1 ЕРР/год. Это вытекает из следующей сводки капитальных затрат, млн. дол. (по курсу 1986 г.) *:

Строительство стандартных зданий и сооружений	157,83
Техническое оборудование:	
лазеры	227,40
сепарационные системы	171,40
энергосиловые установки	81,71
КИП и автоматика	10,65
вспомогательное оборудование	47,20
Отделение подготовки урана (конверсия, испарение и т. п.)	136,51
Вспомогательные энергоустановки	8,55
Итого	841,25
Проектные работы	140,00
Монтажные работы	233,75
Всего	1215,00

Капиталовложения в завод мощностью 5 млн. ЕРР/год оцениваются в 700 млн. дол., или $k_{уд} = 140$ дол. на 1 ЕРР/год.

Эксплуатационные расходы отнесены на мощность разделительного завода $\sim 5 \cdot 10^6$ и $10 \cdot 10^6$ ЕРР/год и по расчетам американских специалистов обеспечивают цену 1 ЕРР 25—18,5 дол. (1986 г.), при этом затраты на электроэнергию составят около 30 %, на работы по подготовке урана ~20 %, заработную плату ~15 %, материалы — 15 %, прочие ~20 %. [Это все — без учета затрат на амортизацию и ремонт оборудования и сооружений (~10—15 дол./ЕРР).]

Общая требуемая площадь для размещения лазерного завода составит ~50 000 м², в том числе для размещения лазеров 9000 м², разделительных модулей 17 000 м², установки по подготовке урана к испарению, конденсации и транспортировке ~18 000 м².

В расчетах заводов содержание ^{235}U в отвале принималось равным 0,047 %.

При разделительной мощности 5 млн. ЕРР/год лазерный завод может обеспечить производство в год 25 т высокообогащенного до 93 % урана. Одним из эффективных направлений применения лазерной технологии в США считают переработку (дообогащение) накопившихся на диффузионных заводах отвалов обедненного урана. В 1990 г. их будет 700 тыс. т со средним $y = 0,25$ %.

По оценкам 1985 г. (США) энергозатраты составляют при диффузионном методе 2400, центрифужном 100, лазерном 100 кВт/ЕРР. Цена разделительной работы при диффузионном методе 75, центрифужном 60—75, лазерном 50—60 дол./ЕРР по курсу доллара 1984 г. Удельные капиталовложения в лазерный завод составят ~200, а в центрифужный (с SET-5) ~375 дол./ЕРР в год.

* Цифры округлены. Расчетный срок эксплуатации принят 25 лет.

Одним из важных достоинств метода AVLIS считается исключение из технологии обогащения урана фтора (для UF_6), так как химический концентрат U_3O_8 можно прямо превращать в металлический уран, который используется для получения атомарного уранового пара. На завод, изготавливающий твэлы, поступает обогащенный U или UO_2 .

Метод AVLIS в США рассматривается и изучается (в несколько измененной модификации) и для разделения изотопов плутония, т. е. выделения ^{239}Pu из регенерированного плутония, накопленного в отработавшем на АЭС топливе. В этом случае может быть получено на порядок больше (чем ^{235}U) количество плутония на установке одинаковой мощности. Однако следует заметить что технология, связанная с применением атомарного плутониевого пара (его температура кипения ~3500 К) несравненно сложнее технологии, связанной с применением атомарного пара урана.

ГЛАВА 8

ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ОБОГАЩЕННОГО УРАНА

8.1. ГЕКСАФТОРИД УРАНА

Во всех процессах разделения изотопов урана используется только одно его химическое соединение — шестифтористый уран — гексафторид урана.

В 1900 г. Муассоном, открывшим в 1886 г. новый химический элемент — фтор, было замечено, что металлический уран энергично реагирует (горит) с фтором, образуя с ним летучее соединение — гексафторид урана (UF_6). Реакция идет с большим выделением тепла — 2200 кал/кг (9210 кДж/кг). При взаимодействии с водой фтор образует плавиковую кислоту (HF) — важнейший химический продукт, применяющийся во многих технологических процессах современной промышленности.

Фтор широко распространен в земной коре, однако в природе в чистом виде не встречается, так как обладает весьма высокой химической активностью и является сильнейшим окислителем *. Фтор образует химические соединения практически со всеми элементами периодической системы, за исключением благородных газов **. Наиболее устойчивые пленки на металлических

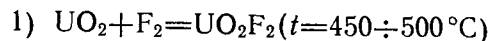
* Фтор получил свое название от греческого слова *фторос* — гибель, разрушение. Свободный фтор — бледно-желтый газ, состоящий из двухатомных молекул F_2 . Плотность при 20 °С 1,693 кг/м³. Фтор токсичен (ПДК в воздухе 0,15 мг/м³). Известны четыре короткоживущих радиоактивных изотопа фтора с массовыми числами 17, 18, 20, 21.

** При известных условиях получены фтористые соединения и благородных газов, например криптона.

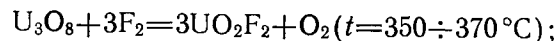
поверхностях образует фтор с никелем, медью, магнием, что и используется для коррозионной защиты этих металлов, контактирующих с фтором, а также с плавиковой кислотой и неустойчивыми фтористыми соединениями, к которым в известной мере относится и UF_6 .

В настоящее время фтор широко используется в производстве различных низкокипящих жидкостей — фреонов для холодильных установок, а также при изготовлении кислотостойких пластмасс — тефлонов. Фторидные процессы применяются не только в атомной промышленности, но и в технологии цветной металлургии и других отраслях. Основным сырьем для промышленного получения фтора служит флюорит (плавиковый шпат) (CaF_2 *).

Фторирование урана и его соединения можно вести по различным технологическим схемам. При фторировании окислов урана обычно применяют двухстадийный процесс, в результате которого при некотором избытке фтора сначала получают уранилфторид (UO_2F_2). Вторая стадия — получение гексафторида проходит при сравнительно невысокой температуре ($\sim 270^\circ C$):



или



При одностадийном пламенном процессе (метод прямого фторирования) реакции также идут в избытке фтора, но при более высокой температуре (до $1000^\circ C$). Здесь главная проблема — надежный отвод тепла, выделяемого в реакции. Большое распространение имеет метод получения UF_6 из тетрафторида урана: $UF_4 + F_2 \rightarrow UF_6 (t \geq 300 \div 400^\circ C)$. Газообразный элементарный фтор обычно получают непосредственно на предприятиях, где осуществляется производство гексафторида урана.

При производстве UF_6 по данным американской фирмы «Элайд кемикал» на 1 т урана расходуется 1,5 т CaF_2 или около 700 кг плавиковой кислоты, а в переводе на свободный фтор — 0,5—0,6 т фтора. По данным фирмы стоимость получения UF_6 в 1970 г. составляла 2,5—2,7 дол./кг, к 1979 г. она выросла почти в 2 раза.

Большим преимуществом UF_6 как химического продукта, применяемого для разделения изотопов урана, является то, что природный фтор содержит лишь один стабильный изотоп ^{19}F .

Гексафторид урана обладает очень важными для технологии физическими свойствами. Он может находиться в твердом, жидком и газообразном состояниях (рис. 8.1). Его тройная точка на диаграмме состояния соответствует температуре $64^\circ C$ и давлению паров 1138,9 мм рт. ст. ($\sim 0,15$ МПа). В твердой фазе

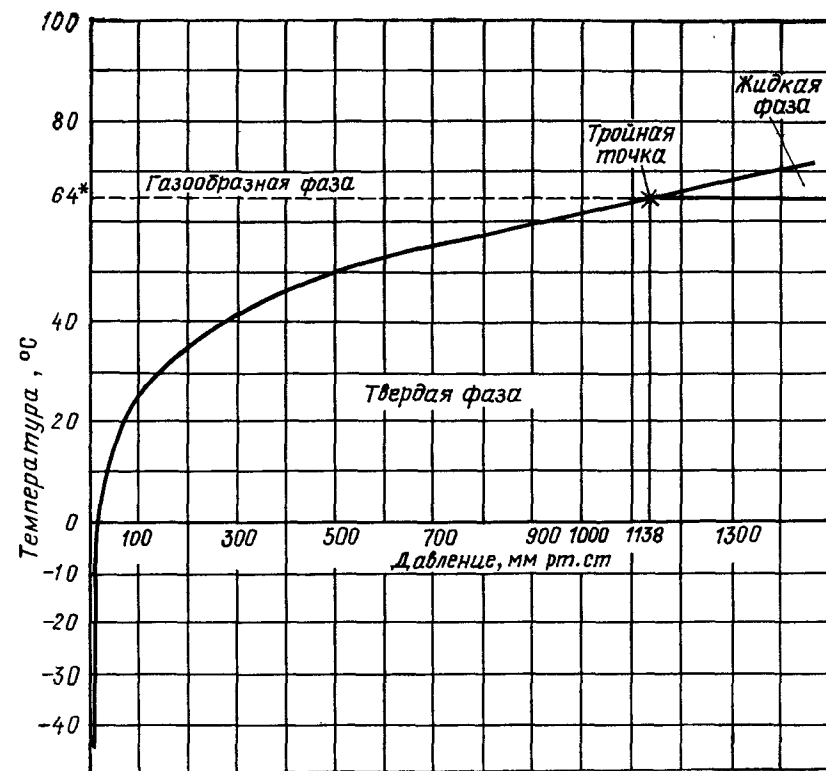


Рис. 8.1. Диаграмма состояния UF_6

UF_6 представляет собой кристаллы цвета слоновой кости плотностью 5,09 г/см³. Плотность жидкого гексафторида 3,63 г/см³. Из твердого состояния UF_6 может возгоняться (сублимировать), превращаясь в газ, минуя жидкую фазу, при довольно широком диапазоне давлений (табл. 8.1). Теплота сублимации (или испарения) невысока, при $50^\circ C$ она составляет около 12 ккал/моль (50 кДж/моль).

Обратный процесс — конденсация UF_6 из газообразного состояния в твердое кристаллическое — требует небольшого отвода тепла при соответствующем поддержании температуры и давления. Теплоемкость твердой фазы равна 40 кал/(моль·град) [167,5 Дж/(моль·град)] (при $17^\circ C$), жидкой — 46,6 кал/(моль·град) (при $100^\circ C$) и газообразной ~ 33 кал/(моль·град) (при $100^\circ C$).

Таким образом, можно легко сконденсировать весь газообразный продукт, превратив его в твердую фазу. Нагреванием в вакууме можно снова перевести твердую фазу в газообразную. При нагревании баллонов с твердой фазой до температуры 80 — $90^\circ C$ можно UF_6 перевести в жидкую фазу [при $80^\circ C$ давление паров 1790—1830 мм рт. ст. ($\sim 0,24$ МПа)].

* Оптовая цена CaF_2 ~ 500 руб/т (1982 г.). Цена технического F_2 $\sim 1,7$ —2 руб/кг.

Таблица 8.1. Зависимость давления паров UF_6 от температуры

$T, ^\circ C$	$p, \text{ мм рт. ст.}^*$	$T, ^\circ C$	$p, \text{ мм рт. ст.}^*$	$T, ^\circ C$	$p, \text{ мм рт. ст.}^*$
-160	$6,21 \cdot 10^{-13}$	20	80	80	1800
-140	$1,60 \cdot 10^{-9}$	30	151	90	2400
-100	$5,17 \cdot 10^{-5}$	40	295,4	100	3150
-60	$3,62 \cdot 10^{-2}$	50	500	110	4000
-40	$0,4-0,5$	56,4	760	120	5000
-20	3,1	60	800	130	6300
-10	7,9	64**	1138	140	7900
0	16,9	70	1400	150	9300

* 1 мм рт. ст. = 133,3 Па.

** Тройная точка.

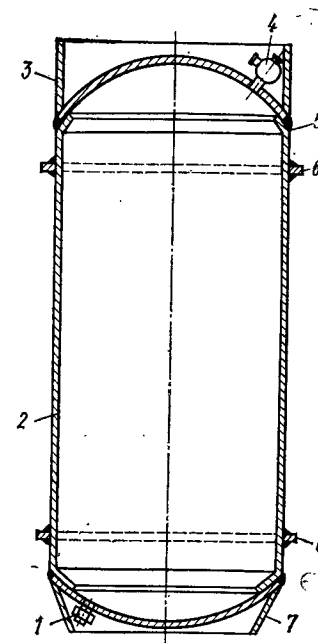
Физические свойства гексафторида урана позволяют создать простую, удобную и компактную технологию обращения с ним. Это имеет большое значение для экономики современной атомной промышленности. Практически весь добываемый в мире природный уран должен проходить процессы фторирования и перевода в гексафторид, так же как и весь регенерируемый, отработавший в реакторах уран после радиохимической переработки будет возвращаться в топливный цикл, пройдя снова фторирование и последующее дообогащение. Весь же обогащенный гексафторид должен обязательно проходить стадию дефторирования и перевода урана в металл, диоксид или иные соединения, используемые для изготовления ядерного топлива. Отвальный (обедненный ^{235}U) уран от обогатительных заводов удаляется в хранилища в виде твердых кристаллов UF_6 , сконденсированных в герметичных сосудах (специальных баллонах или контейнерах) или в жидкой фазе. При необходимости из отвального гексафторида урана на металлургическом заводе всегда могут быть получены оксидные соединения или металлический уран, а фтор возвращается в производство.

КАЭ США были стандартизованы цилиндрические контейнеры (рис. 8.2) для транспортирования и хранения слабообогащенного и обедненного урана в виде гексафторида, выполненные из стали, вместимостью 14; 10 и 2,5 т и имеющие фактическую вместимость гексафторида соответственно 12,7; 9,5 и 2,2 т*. Транспортирование на обогатительный завод UF_6 разрешается в США только в жидкой фазе.

* Не допускается превышение загрузки контейнеров сверх указанного значения. В США в сентябре 1985 г. на заводе фирмы «Секвойя фьюэлз» (шт. Оклахома) имело место разрушение 14-тонного контейнера, заполненного жидким гексафторидом сверх нормы (13,1 т), повлекшее человеческие жертвы. Для разгрузки от излишнего продукта этот контейнер был помещен в паровую камеру, через 2 ч он взорвался с выходом фтора, образовавшегося при разложении некоторой части гексафторида. Этот случай подчеркивает необходимость строжайшей производственно-технологической дисциплины при обращении с ядерным топливом.

Рис. 8.2. Контейнер для транспортирования и хранения UF_6 :

1 — пробка; 2 — корпус; 3 — верхняя юбка; 4 — клапан; 5 — сварной шов; 6 — ребра жесткости; 7 — нижняя юбка



Для гексафторида урана со средним и высоким обогащением ^{235}U введены емкости, выполненные из монель-металла на 200, 110, 25, 2 и 0,45 кг. Каждый контейнер имеет запорный клапан специальной конструкции.

Если обедненный уран уже не будет перерабатываться для более глубокого извлечения из него ^{235}U , то он должен переводиться в металлическую или иную форму, пригодную для использования в реакторах на быстрых нейтронах как воспроизводящий материал для получения плутония.

Малое давление паров UF_6 при температуре до 50—60 $^\circ C$ дает возможность организовать его безопасное и сколь угодно длительное хранение в простых складских помещениях. Большие количества не облученного в реакторах природного, отвального и обогащенного урана в виде гексафторида можно хранить и перевозить в относительно недорогих, компактных и легко транспортируемых емкостях. Транспортирование необлученного гексафторида урана возможно практически всеми видами транспорта с соблюдением соответствующих инструкций и правил безопасной перевозки.

Необходимо отметить и те свойства UF_6 , которые создают серьезные трудности при его промышленном использовании и требуют специальных технических решений в подборе материалов и в конструкциях оборудования. UF_6 весьма реактивен. На воздухе он дымит, с водой и парами воды мгновенно взаимодействует, гидролизует, образуя нелетучее соединение уранилфторид UO_2F_2 и очень агрессивную плавиковую кислоту. Со всеми органическими соединениями UF_6 взаимодействует, образуя нелетучий тетрафторид UF_4 и ряд промежуточных соединений.

Из сказанного следует, что оборудование для работы с UF_6 должно быть надежно, герметично, тщательно обезжирено, обезвожено и осушено, пропассивировано и в целом «хирургически» чисто. В нем недопустимо присутствие не только влаги, но и каких-либо органических веществ (масла, ткани, древесины).

Потери (коррозия) UF_6 при взаимодействии с поверхностями некоторых металлов велики, особенно с цинком, кремнием, свинцом, оловом, железом. Эти потери в заметных количествах недо-

пустимы не только потому, что они вызывают образование металлофторидных пленок на рабочих поверхностях, на подвижных деталях, что снижает надежность оборудования, но и потому, что прореагировавший с влагой, органическими веществами и металлами газообразный гексафторид, отдав часть своего фтора превращается в нелетучее соединение (порошок) — тетрафторид и, осаждаясь на внутренних поверхностях разделительных машин, выводится из технологического процесса. Возникают *коррозионные потери рабочего газа*, нарушается его баланс и снижается разделительная способность отдельных машин и завода в целом. Наиболее устойчивыми материалами при взаимодействии с UF_6 являются никель, алюминий, магний, медь и их сплавы, из синтетических материалов — тефлон, фторидная смазка. Большое влияние на стабильность UF_6 и его химическую активность оказывает температура газа и омываемых им поверхностей.

Очень высокие технические требования предъявляются к чистоте гексафторида урана, поступающего на обогащение. Уран регенерированный, т. е. извлеченный из отработавшего в реакторах уранового топлива и достаточно очищенный от радиоактивных продуктов деления, должен строго удовлетворять определенным техническим условиям. Очень жесткие ограничения относятся к содержанию ^{232}U , являющегося источником радиоактивных нуклидов с жестким γ -излучением (допускается не более $3 \cdot 10^{-7} \%$ ^{232}U в UF_6)*.

В США установлены следующие технические требования к чистоте гексафторида урана, направляемого на обогащение:

Максимальное давление пара в наполненном контейнере при 93 °C, ат	5,3 (~0,5 МПа)
Минимальное массовое содержание UF_6 , %	99,5
Максимальное массовое содержание углеводородов, в том числе с галогенными соединениями, %	0,01
Содержание элементов, образующих нелетучие фториды (например, алюминия, бария, висмута, кадмия, меди, железа и др.), %	0,03
Максимальное массовое содержание некоторых элементов в UF_6 (сурьмы, хлора, ниобия, рутения, кремния, тантала, титана, фосфора), %	<0,026

* Изотоп ^{232}U в природном уране отсутствует, так как период его полураспада мал (~72 года). Образуется ^{232}U только при облучении нейтронами ^{235}U , ^{238}U и ^{236}U , а также продуктов α -распада изотопов урана: ^{230}Th и ^{231}Pa . Образование ^{232}U приводит через цепочку радиоактивных распадов к получению радиоактивных ^{212}Bi и ^{208}Tl , имеющих жесткое γ -излучение (1,6 и 2,6 МэВ). Поэтому при обогащении регенерированного урана, полученного из отработавшего в реакторах ядерного топлива, содержание ^{232}U в UF_6 ограничено и допускается (по нормам США) не более $30 \cdot 10^{-9} \%$. Такой гексафторид должен быть разбавлен гексафторидом, полученным из природного продукта, в целях снижения γ -активности до допустимого значения, при этом содержание ^{232}U должно быть не более 1—3 мг/т U. Удельная активность ^{232}U 21,4 Ки/г.

В уран-ториевом цикле накопление ^{232}U создает серьезные трудности обогащения с ^{233}U при фабрикации топлива, если содержание ^{232}U в нем превышает $5 \cdot 10^{-4} \%$.

Максимальная общая γ - и β -активность, обусловленная продуктами деления, % активности природного урана	10 и 20
Максимальная α -активность, обусловленная всеми трансурановыми элементами, на 1 г урана, расп./мин	1500

Установлены также жесткие правила отбора проб и анализов для контроля на соответствие качества UF_6 указанным выше техническим требованиям.

8.2. РАЗДЕЛЕНИЕ ИЗОТОПОВ УРАНА МЕТОДОМ ГАЗОВОЙ ДИФфуЗИИ (ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ)

Газовой диффузией в физике называется процесс переноса массы и процесс перемешивания соприкасающихся газов, происходящий в результате их теплового движения и сопровождающийся выравниванием парциального давления и плотности во всем объеме.

В 1896 г. английский физик Рэлей показал, что «...смесь двух газов различных атомных весов может быть частично разделена, если заставить смесь продиффундировать через пористую перегородку в вакуум». В методе газовой диффузии, примененном для разделения изотопов урана, используются различие в скоростях теплового движения тяжелых и легких молекул и закономерности молекулярного течения газа через тонкие пористые перегородки, в которых размер пор или капиллярных каналов меньше, чем средняя длина свободного пробега молекул. Попадая в эти поры, молекулы гексафторида ^{235}U и ^{238}U между собой почти не сталкиваются, а проходят через перегородку, взаимодействуя только со стенками капиллярного канала, при этом какая-то часть молекул не пройдет, а отразившись от стенки, вернется в исходный объем.

Однако легкие молекулы более «проворны». При одинаковой температуре средняя скорость теплового движения молекул гексафторида ^{235}U несколько выше, чем гексафторида ^{238}U , что позволяет получить большую концентрацию молекул этого изотопа по другую сторону пористой перегородки (рис. 8.3).

Основываясь на принципе газовой диффузии через мелкопористую мембрану, немецкий физик Г. Герц в 1932 г. в лабораторных условиях впервые разделил смесь двух легких газов.

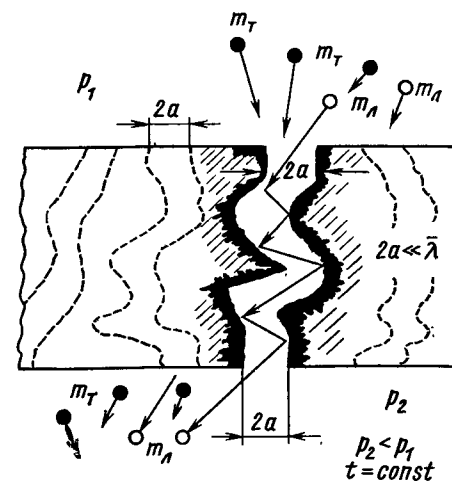


Рис. 8.3. Схема диффузии через пористую перегородку

Для лучшего уяснения физических принципов этого процесса напомним некоторые сведения из молекулярной физики.

Зависимость тепловой скорости молекулы от ее массы. Одна грамм-молекула содержит $6,02 \cdot 10^{23}$ молекул (число Авогадро). При нормальных условиях [760 мм рт. ст. ($\sim 0,1$ МПа), 20°C] в 1 см^3 идеального газа содержится $2,7 \cdot 10^{19}$ молекул (число Лошмидта).

Средняя кинетическая энергия газа или жидкости зависит только от температуры:

$$m\bar{c}^2/2 = 3kT/2, \quad (8.1)$$

где m — масса одной молекулы; $\bar{c}$ — средняя скорость; k — постоянная Больцмана; T — абсолютная температура газа, К.

Рассмотрим смесь двух газов. В этой смеси, имеющей одинаковую температуру ($T = \text{const}$), средняя кинетическая энергия легких и тяжелых молекул будет одинакова, т. е.

$$m_l \bar{c}_l^2 = m_t \bar{c}_t^2, \quad (8.2)$$

где m_l — масса молекулы легкого газа; m_t — масса молекулы тяжелого газа.

Но так как $m_l < m_t$, то $\bar{c}_l > \bar{c}_t$, т. е. средняя скорость молекулы легкого газа при данной температуре будет больше средней скорости молекулы тяжелого газа. По формуле (8.1) средняя скорость $\bar{c}$ теплового движения молекулы газа, имеющего массу m , может быть выражена так: $\bar{c} = \sqrt{3kT/m}$. При постоянной температуре средняя скорость молекул газа обратно пропорциональна корню квадратному из его молекулярной массы. Например, для азота при 760 мм рт. ст. ($\sim 0,1$ МПа) и температуре 20°C (293 К) $\bar{c} = 470$ м/с, для водорода в тех же условиях $\bar{c} \approx 1800$ м/с.

Длина свободного пробега молекулы. Почему же при столь больших скоростях движения процессы свободного диффузионного перемешивания газов (перенос массы) в действительности проходят очень медленно? Это объясняется тем, что свободному тепловому движению молекул и атомов препятствуют столкновения между ними, что приводит к многократным изменениям направления движения молекул в газе. Чем плотнее газ, т. е. чем больше его давление, чем больше содержится в единице объема молекул газа и больше упругих столкновений в единицу времени будет испытывать каждая молекула. И наоборот, чем разреженнее газ, тем меньше происходит соударений между его молекулами в единицу времени. При данных установившихся условиях (плотности газа или его давления и температуре) процесс движения и столкновений молекул газа характеризуется средней длиной свободного пробега молекулы $\bar{\lambda}$, т. е. расстоянием, которое проходит молекула между двумя последовательными соударениями.

Установлено, что газообразный гексафторид урана ведет себя подобно идеальному газу. Это облегчает изучение и анализ его молекулярных процессов.

Средняя длина свободного пробега молекул выражается формулой

$$\bar{\lambda} = 0,057 / (r^2 n) \approx a/p; \quad \bar{\lambda} p = \text{const}. \quad (8.3)$$

Здесь r — радиус молекулы (для воздуха $1,9 \cdot 10^{-8}$ см); n — число молекул в единице объема, см^{-3} ; p — давление газа, мм рт. ст.; a — коэффициент пропорциональности.

Число столкновений z молекулы в 1 с описывается простым соотношением

$$z = \bar{c} / \bar{\lambda}. \quad (8.4)$$

Для гексафторида урана длина свободного пробега молекулы при давлении 760 мм рт. ст. ($\sim 0,1$ МПа) равна $\sim 1,1$ мкм, а при 1 мм рт. ст. (133,3 Па) ~ 700 мкм. Но выполнить пористые перегородки с размером пор меньше 1 мкм чрезвычайно сложно, а выбрать увеличенный размер пор можно только при условии работы в разреженном газе, т. е. в вакууме. Следовательно, необходим вакуум для осуществления процессов газовой диффузии через очень мелкие отверстия — поры или капилляры, размер которых должен быть столь мал, чтобы молекула, проходя по ним, не сталкивалась с другой молекулой, а имела многократные соударения только со стенкой.

Молекулярное течение газов. Течение газа, при котором или молекулы совсем не сталкиваются, или частота их ударов о твердую стенку гораздо больше, чем частота соударений молекул между собой, называется молекулярным течением или течением Кнудсена.

Молекулярный поток Q , проходящий через тончайший круглый канал (длиной l и диаметром $2a$, при этом $\lambda \gg 2a$) из зоны высокого давления p_1 в зону низкого давления p_2 , определяется по известной формуле Кнудсена:

$$Q = \frac{4a^3}{3l} \sqrt{\frac{2\pi}{mRT}} (p_1 - p_2). \quad (8.5)$$

Здесь m — масса молекулы газа; R — газовая постоянная; T — абсолютная температура; p_1 и p_2 — давление до и после пористой перегородки ($p_1 > p_2$).

Разделив Q на πa^2 , получим расход газа на единицу площади проходного сечения капилляра. Следует заметить, что длина капиллярного канала l в несколько тысяч раз больше его диаметра.

Из формулы (8.5) видно, что расход газа при свободной молекулярной (кнудсеновской) диффузии через капиллярные каналы пористой перегородки пропорционален разности давлений газа до и после пористой перегородки и обратно пропорционален длине капиллярных каналов и корню квадратному из молекулярной массы. Таким образом, парциальный расход более легких

молекул, продиффундировавших через пористую перегородку, будет несколько большим, чем тяжелых. Для обеспечения движения газа через капиллярные отверстия требуется создать напор газа ($\Delta p \geq p_1 - p_2$) с помощью соответствующих компрессоров. На привод компрессоров затрачивается значительная мощность, что характеризует газодиффузионный метод разделения изотопов урана как весьма энергоемкий процесс.

Факторы разделения. Коэффициент обогащения. Идеальный (теоретический) коэффициент разделения α_0 смеси двух газов, диффундирующих сквозь пористую перегородку, определяется из соотношения

$$\alpha_0 = \sqrt{m_T/m_L} = \sqrt{(m_L + \Delta m)/m_L} \approx 1 + \Delta m/(2m_L), \quad (8.6)$$

где $\Delta m = m_T - m_L$. Коэффициентом разделения α при диффузии газа через пористую перегородку называется относительное увеличение концентрации газа, продиффундировавшего через перегородку, по сравнению с его исходной концентрацией. Подставляя в уравнение (8.6) значения молекулярной массы гексафторидов ^{238}U и ^{235}U ($m_T = 352$ и $m_L = 349$), получаем максимальное (теоретическое) значение α_0 , основанное на различии средних скоростей теплового движения без учета влияния каких-либо иных факторов:

$$\alpha_0 = 1,00429.$$

«Максимальный (теоретический) коэффициент обогащения ϵ_0 легким газом смеси двух газов, прошедши через пористую перегородку, т. е. разность их относительных концентраций после и до диффундирования, равен:

$$\epsilon_0 = \alpha_0 - 1 \approx 0,0043.$$

Это теоретический предел. Он означает, что в идеальном случае при однократном пропускании через пористую перегородку некоторой части двухкомпонентной смеси гексафторида можно иметь на выходе из разделительного элемента концентрацию легкого изотопа урана, равную 1,0043 его исходной концентрации, или обогащение на 0,43 % (например, если на входе 0,711 %, то на выходе $\sim 0,714$ %). Этот эффект разделения очень мал, и для получения в газовой двухкомпонентной смеси необходимого, существенно большего обогащения легким компонентом процесс повторяют многократно, создавая каскады из последовательно соединенных разделительных элементов (диффузионных машин), которые принято называть *ступенями*.

Реальные коэффициенты разделения и обогащения имеют существенно меньшие значения, чем α_0 и ϵ_0 , из-за влияния ряда факторов. Французские исследователи Билу и Куно указали три таких основных фактора, обозначив их s_1 , s_2 , s_3 . Значения каж-

дого из них меньше единицы. Тогда получаемый при расчете коэффициент обогащения $\epsilon_{\text{расч}}$ имеет вид *

$$\epsilon_{\text{расч}} = \epsilon_0 s_1 s_2 s_3 = 0,0043 s_1 s_2 s_3. \quad (8.7)$$

Рассмотрим эти снижающие эффект разделения коэффициенты. Коэффициент s_1 учитывает тот факт, что, соединяя последовательно разделительные ступени в каскады, необходимо пропускать через пористые перегородки только половину потока, т. е. делить поток приблизительно пополам: одна часть потока, обозначим ее θ , — обогащенная (легкая фракция), вторая $(1-\theta)$ — обедненная легким изотопом (тяжелая фракция). В противном случае очень сложно обеспечить равномерную работу всех ступеней и гидравлическую устойчивость процесса в каскаде. С учетом того что в ступенях каскада $\theta \approx (1-\theta) \approx 0,5$, французские исследователи получили следующее значение s_1 :

$$s_1 = -[(1-\theta)/\theta] \ln(1-\theta) \approx \ln 2 \approx 0,693. \quad (8.8)$$

После подстановки в (8.7) $\epsilon_{\text{расч}} = 0,0043 \cdot 0,693 s_2 s_3 = 0,00298 s_2 s_3$, т. е. только с учетом поправки на s_1 , расчетный коэффициент обогащения снижается до 0,003.

Коэффициент s_2 зависит от давления газа перед перегородкой и отношения давлений до и после пористой перегородки и связан с ее основной технической характеристикой — средним радиусом пор, имеющим сечение меньше, чем значение $\bar{\lambda}$, а также с наличием некондиционных пор с сечением, большим, чем средняя длина свободного пробега $\bar{\lambda}$ молекул гексафторида, и вообще таких пор, через которые возможен «проскок» газа (т. е. ламинарное течение Пуазейля), а не молекулярное течение. Коэффициент s_2 выражается эмпирической формулой Билу—Куно:

$$s_2 = (1 - \bar{a} p_1 / A) (1 - p_2 / p_1). \quad (8.9)$$

Здесь $\bar{a}$ — средний радиус пор; p_1 и p_2 — давление до и после перегородки; A — экспериментально определяемый коэффициент, характеризующий качество перегородок, их проницаемость и добротность [относительно малое количество пор большего (или равного) сечения, чем средняя длина свободного пробега молекул $\bar{\lambda}$].

Таким образом, чем выше давление газа перед перегородкой, чем «грубее» ее пористость и ниже значение A (первый двучлен), чем больше отношение давлений газа на перегородке, что, в свою очередь, связано с гидравлическим сопротивлением и обеспечением необходимого потока, прокачиваемого через ступень газа (второй двучлен), тем меньше коэффициент s_2 . Формула (8.9) в то же время показывает, что при $p_1 = p_2$ $s_2 = 0$, т. е. эффект раз-

* В данной формуле $\epsilon_{\text{расч}}$ является коэффициентом обогащения ступени $\epsilon_{\text{расч}} = \epsilon_{\text{ступ}} = \epsilon/2$, где ϵ — полный коэффициент изменения концентраций легкого изотопа в ступени (см. § 7.2 и 7.3).

деления равен нулю. При снижении разности давлений $p_1 - p_2$ будет ошутимее проявляться эффект обратной диффузии газа через перегородку, так как условия для диффузии по обе стороны ее выравниваются.

Коэффициент s_3 учитывает влияние на коэффициент обогащения ступени пограничного слоя. Двигаясь вдоль пористой перегородки (трубчатой или плоской) при недостаточном перемешивании, часть газа, находящегося в непосредственном контакте с пористой стенкой, обедняется молекулами ^{235}U . Его фактическая средняя концентрация перед перегородкой в момент перехода через нее будет несколько снижена, что ухудшит коэффициент обогащения в ступени.

Билу и Куно получили следующую экспериментально подтвержденную зависимость для s_3 :

$$s_3 = \exp [-zQ / (\rho D_{1,2})], \quad (8.10)$$

где z — толщина пограничного слоя (переменный параметр, вычисляемый по известным формулам для устойчивого турбулентного и ламинарного режима), см; ρ — плотность газа, г/см³; $D_{1,2}$ — коэффициент взаимной диффузии двух компонентов газа, см²/с; $Q = \phi(p_1 - p_2)$ — удельный расход гексафторида урана через 1 см² поверхности перегородки, г/(с·см²); p_1 и p_2 — давление газа до и после пористой перегородки, см рт. ст.

Коэффициент ϕ — важнейший определяемый экспериментально параметр пористой перегородки. Его принято называть *коэффициентом пропускания газа* через пористую перегородку, или ее *проницаемостью*. Он характеризует расход газа Q , проходящего через перегородку в единицу времени при разности давлений $p_1 - p_2$ до и после перегородки:

$$\phi = Q / (p_1 - p_2).$$

Каждая пористая перегородка подвергается контролю по этому параметру до того, как она будет установлена в разделительной ступени. При этом проверяется и ее «добротность» в отношении наличия капиллярных каналов увеличенных сечений, через которые возможны «проскоки» газа. Зная ϕ , можно рассчитать полную геометрическую площадь пористых перегородок для обеспечения заданной или расчетной производительности отдельной ступени и всего каскада. Необходима стабильность коэффициента пропускания ϕ в течение многих лет эксплуатации. С этой целью проводится предварительная (химическая) обработка перегородок, их пассивация, так как недопустимо ни забивание пор, ни их раскрытие в процессе многолетней эксплуатации. При забивании пор будет падать расход газа в ступени, при раскрытии уменьшаться коэффициент обогащения.

В формуле (8.10) постоянные z , ρ и $D_{1,2}$ можно выразить через коэффициент $B = z / (\rho D_{1,2})$. После преобразований получим простую зависимость

$$s_3 = \exp [-B\phi(p_1 - p_2)]. \quad (8.11)$$

Расчеты по этой формуле показывают, что значение s_3 существенно меньше единицы.

С учетом поправочных коэффициентов s_1 , s_2 и s_3 расчетная формула для коэффициента обогащения принимает вид

$$\varepsilon_{\text{расч}} = 0,693\varepsilon_0 (1 - \bar{\alpha}p_1/A) (1 - p_2/p_1) \times \\ \times \exp [-B\phi(p_1 - p_2)]. \quad (8.12)$$

Существуют и другие формулы для расчета $\varepsilon_{\text{расч}}$ как важнейшего параметра в технологии диффузионного обогащения урана. Но все же фактический эксплуатационный коэффициент обогащения $\varepsilon_{\text{факт}}$ определяется экспериментально на реальном каскаде.

Пористые перегородки, имеющие средний диаметр пор меньше десятых и сотых долей микрометра, позволяют работать при большом рабочем давлении газа перед ними с высоким коэффициентом обогащения. Увеличение давления, а следовательно, и плотности рабочего газа (UF_6) дает возможность увеличить удельную пропускную способность пористых перегородок.

При молекулярном течении полный расход газа ΣQ через пористые перегородки диффузионной ступени, имеющие площадь F и среднюю проницаемость ϕ , можно записать так:

$$\Sigma Q = cF\phi(p_1 - p_2). \quad (8.13)$$

Произведение $F\phi$ является своеобразным интегральным живым сечением для молекулярного течения газа. Оно составляет лишь несколько тысячных долей фактической геометрической площади перегородок. Коэффициент c , определяемый экспериментально ($c \geq 1$), отражает неидеальность пористых перегородок, а также дефекты монтажа, вызывающие перетечки через уплотнения, и незамеченные повреждения поверхностей.

При данном качестве перегородок определяется оптимальное рабочее давление газа p_1 , обеспечивающее наибольшее значение ε . Установлено, что произведение давления на средний диаметр пор — величина постоянная, которой соответствует определенное значение ε . Снижая давление, можно получить и при большем диаметре пор такое же значение ε , как и при меньшем диаметре, но увеличенном давлении.

Создание высокоэффективных пористых перегородок, пожалуй, можно считать главной и наиболее сложной проблемой диффузионного метода. Следует учесть, что перегородка должна быть очень тонкой (доли миллиметра) и прочной, чтобы противостоять перепадам давления и вибрациям. Ее делают двухслойной — несущим и делящим слоями. Делящий слой должен иметь равномерную и очень высокую пористость при толщине несколько микрометров, а средний радиус пор должен быть 0,005—0,01 мкм. Количество таких мелких пор на 1 м² поверхности может достигать 10^{13} — 10^{14} . При температуре 90°C перегородки должны быть устойчивы к коррозионному воздействию гексафторида урана.

На Второй международной конференции по использованию атомной энергии в мирных целях (Женева, 1958 г.) французские специалисты демонстрировали тонкостенные пористые керамические трубки диаметром 14—15 мм, выполненные из спеченных порошков окиси алюминия и никеля.

В США и Франции в течение 30 лет непрерывно ведутся работы по усовершенствованию пористых перегородок. По данным докладов французских и американских специалистов основные параметры применяемых на диффузионных заводах Франции и США пористых перегородок таковы: радиус пор до 0,01 мкм; коэффициент проницаемости $\sim 0,3 \cdot 10^{-3}$ г/(см²·с·см рт. ст.) [~ 400 г/(см²·с·Па)]; материал — спеченный никелевый порошок, листовый алюминий с порами, обработанными электрическим травлением, тефлон и другие высокомолекулярные соединения; форма — трубчатая, цилиндрическая, длина — до 6 м.

Для большого диффузионного завода (табл. 8.2) суммарная площадь рабочей поверхности пористых перегородок составляет более 1 млн. м². Массовое производство пористых перегородок при столь высоких требованиях к ним представляет сложнейшую технологическую задачу.

Теория газодиффузионного процесса разделения изотопов урана разработана подробно. Наиболее значительная работа была опубликована в 1951 г. К. Козном (США).

Разработки и исследования газодиффузионного метода получения обогащенного урана в СССР велись самостоятельно при от-

Таблица 8.2. Влияние качества пористых перегородок на технико-экономические показатели газодиффузионного завода производительностью 7,5—8 млн. ЕРР/год, рассчитанного (по данным 1970 г.) для получения 2000 т в год урана 3 %-ного обогащения

Параметр	Средний радиус пор	
	0,01 мкм	0,005 мкм
Разделительная мощность, ЕРР/год	7,05·10 ⁶	7,3·10 ⁶
Коэффициент обогащения $\epsilon_{\text{ступ}}$	0,00169	0,00176
КПД каскада	0,94	0,93
Массовое содержание ²³⁵ U в отвале, %	0,286	0,269
Полное число ступеней, шт.	1191	1174
Давление UF ₆ на входе (перед перегородкой), мм рт. ст. (кПа)	585 (78)	860 (115)
Давление на всасе компрессора (после перегородки), мм рт. ст. (кПа)	160 (21)	221 (29,5)
Перепад давления на перегородке p_1/p_2	3,66	3,9
Температура газа перед перегородкой, °С	79	85
Полная стоимость оборудования, млн. дол.	1134	976
Удельные капиталовложения, дол/(ЕРР·год)	161	132
Полные затраты электроэнергии, 10 ⁹ кВт·ч/год	19,4	19,3
Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/ЕРР	2750	2640
Стоимость единицы разделительной работы, дол.	37,9	33,0
Суммарная стоимость годовой разделительной работы завода, млн. дол.	267	240,9
Экономия по капиталовложениям, млн. дол.	—	167

сутствии в то время какой-либо зарубежной информации и публикаций. При разработке метода и создании промышленных заводов для разделения изотопов урана были успешно решены чрезвычайно сложные научные и инженерно-технические задачи.

8.3. ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОДИФфуЗИОННОГО ЗАВОДА

Разделительная ступень. Разделительной ступенью газодиффузионного завода называется первичная машина, в которой осуществляется разделение газовой смеси двух изотопов урана на два потока и изменение начальной концентрации этих газов на выходе каждого потока путем пропускания одного из них через пористые перегородки по законам молекулярного течения и газовой диффузии.

Разделительная ступень состоит из делителя, представляющего собой сосуд, в котором размещены пористые перегородки (обычно трубчатые), и компрессора, сжимающего газ до необходимого давления. Перед входом в делитель газ охлаждается в холодильнике. Условия для протекания процесса требуют совершенно стабильного вакуума.

Температура гексафторида и стенок не должна быть ниже той, при которой, как указывается на $p-t$ -диаграмме UF₆ (см. § 8.1), может начаться конденсация гексафторида (превращение в твердую фазу), но она не должна быть и излишне высокой. Повышенная температура ускоряет процессы диссоциации гексафторида, его взаимодействие (коррозию) с материалами омываемых им поверхностей и переход газа в необратимые нелетучие соединения с выделением агрессивного свободного фтора и паров плавиковой кислоты.

При делении потока F пополам (коэффициент деления потока $\theta \approx 0,5$) начальная концентрация x_0 равна средней концентрации легкой x_1 и тяжелой x_2 фракций:

$$x_0 = \theta x_1 + (1 - \theta) x_2; \quad x_0 = (x_1 + x_2)/2. \quad (8.14)$$

Коэффициент разделения ступени $\alpha_{\text{ступ}}$ запишется как отношение относительной концентрации легкого изотопа к концентрации тяжелого после и до процесса обогащения:

$$\alpha_{\text{ступ}} = \frac{x_1/(1-x_1)}{x_0/(1-x_0)} = \frac{x_1(1-x_0)}{x_0(1-x_1)}. \quad (8.15)$$

Коэффициент полного обогащения ступени $\epsilon_{\text{ступ}} = \alpha_{\text{ступ}} - 1$. Его сокращенно можно представить в таком виде: для $x \ll 1$ [более точная формула (8.12)]

$$\epsilon_{\text{ступ}} = x_1/x_0 - 1 = (\Delta m/2m) (1 - p_2/p_1). \quad (8.16)$$

Ясно видна зависимость $\epsilon_{\text{ступ}}$ от разности молекулярных масс газов, диффундирующих через пористую перегородку, а также от разности давления газа на перегородку.

Разделительная способность, или разделительная мощность диффузионной ступени, как показано в § 7.4, выражается простой формулой [см. (7.25)]: $\varepsilon_{\text{ступ}} \approx \varepsilon/2$:

$$\delta U \approx F \varepsilon_{\text{ступ}}^2 / 2 \approx F \varepsilon^2 / 8. \quad (8.17)$$

Поскольку $\varepsilon_{\text{ступ}}$ — безразмерная величина, то размерность δU та же, что и расхода газа, т. е. кг/с, кг/сут, кг/год или т/год.

Каскадирование. Так как обогащение урана при однократном прохождении через газодиффузионную ступень весьма мало, то для получения необходимых концентраций ^{235}U требуется последовательное пропускание потока гексафторида через многие ступени, т. е. их последовательное соединение подобно звеньям цепи. Такое соединение называется *каскадом*.

Схема каскадирования однотипных диффузионных ступеней приведена на рис. 8.4. В компрессор K ступени $n-1$ поступают два разных по массе потока газа: $G/2$ и $G/2$, имеющие одинаковую концентрацию c_0 ^{235}U . В делителе D поток G делится пополам: обогащенная (легкая) фракция, получившая приращение концентрации ^{235}U на величину Δ , направляется вправо — к компрессору следующей ступени, а обедненная (тяжелая) фракция массой $G/2$ со сниженной на величину Δ концентрацией ^{235}U — влево — к компрессору предыдущей ступени. Этот процесс повторяется в каскаде по всем ступеням.

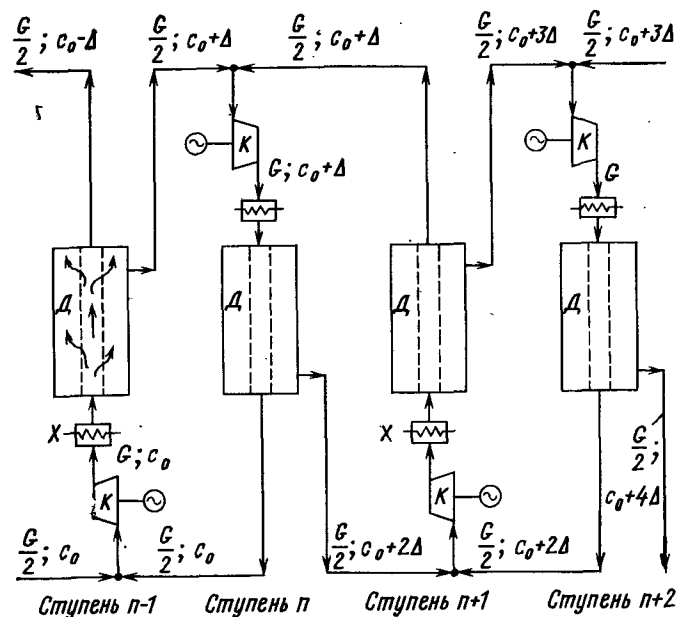


Рис. 8.4. Схема соединения ступеней в каскад и движения потоков газа: K — компрессор с электроприводом; X — холодильник; D — делитель (бак с пористыми перегородками)

Идеально организованный в каскаде процесс обогащения характерен тем, что поток гексафторида, движущийся вперед (по направлению движения легкой фракции) и назад к отвалу (по направлению движения тяжелой фракции), должен постепенно снижаться, а в направлении к отборной части каскада — очень резко. Здесь поток должен быть равен отбору или превосходить его примерно в 2 раза. Таким образом, массовый расход газа, прокачиваемого головными ступенями, должен

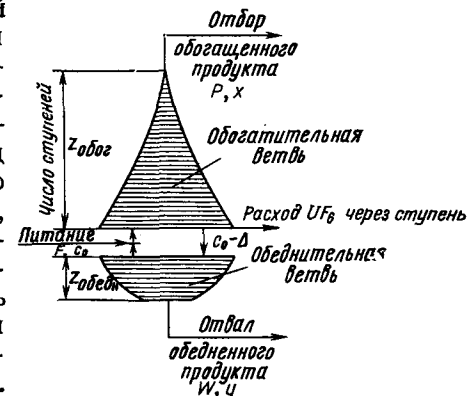


Рис. 8.5. Схема идеального каскада

быть в каскаде максимальным и уменьшается во много раз в направлении к отборной части. Например, если надо обогащать природный уран до $x=10\%$, то через последнюю ступень отборной части каскада нужно прокачивать в единицу времени в ~ 20 раз меньше гексафторида (по массе), чем через ступень, в которую вводится питание. Для этого каскада потребуются ступени, отличающиеся по расходу прокачиваемого компрессорами газа в 20 раз, а если доводить обогащение до 90% — то в ~ 200 раз.

На рис. 8.5 показана схема *идеального каскада* диффузионного завода. На схеме видно плавное убывание расхода газа через ступени идеального каскада. По существу, каждая ступень в идеальном каскаде должна работать при отличающейся от других ступеней производительности.

Идеальный каскад характеризуется тем, что его разделительная работа равняется сумме работ отдельных ступеней. В нем нет потерь из-за смешивания потоков газа с различным обога-

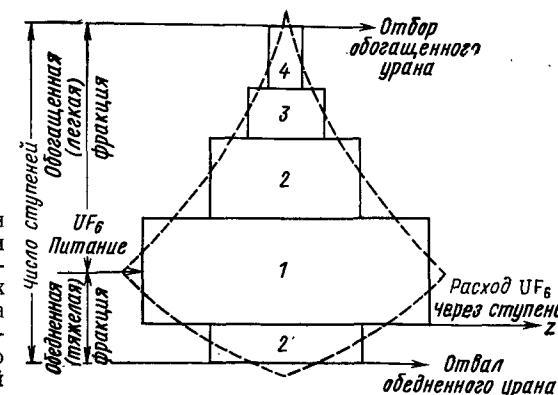


Рис. 8.6. Схема построения диффузионного завода из пяти прямоугольных каскадов с применением ступеней четырех типоразмеров по расходу газа (1—4) в максимальном приближении к форме идеального каскада (показан штриховой линией)

щением, поэтому КПД разделительной работы равен единице. Но строить диффузионный завод, применяя большое количество типоразмеров ступеней (по расходу газа и потребляемой мощности), непрактично и дорого. Чтобы уменьшить число применяемых типоразмеров ступеней, идеальный каскад разбивается на ряд усредненных *прямоугольных каскадов*. Входящие в прямоугольный каскад диффузионные ступени одинаковы по конструкции и работают при одинаковом расходе газа. Оптимальное построение завода из таких прямоугольных каскадов позволяет иметь довольно высокий КПД. На рис. 8.6 приведена близкая к оптимальной схема ступенчатого прямоугольного каскада с КПД=94 %, рассчитанного на получение 2000 т в год обогащенного (до 3 % ^{235}U) урана. Этот каскад набирается из ступеней четырех типоразмеров, различающихся по расходу газа и потребляемой мощности. Если бы идеальный каскад был заменен прямоугольным со ступенями одного размера, то его КПД был бы не более 77 %, а со ступенями двух типоразмеров — не более 90 %.

Число ступеней в каскаде. Зная коэффициент обогащения ступени $\epsilon_{\text{ступ}}$, можно рассчитать необходимое число ступеней z по формулам:

для обогатительной ветви каскада

$$z_{\text{обог}} = \frac{1}{\epsilon_{\text{ступ}}} \ln \frac{x(1-x_0)}{x_0(1-x)}; \quad (8.18)$$

для обеднительной ветви каскада *

$$z_{\text{обедн}} = \frac{1}{\epsilon_{\text{ступ}}} \ln \frac{x_0(1-y)}{y(1-x_0)}. \quad (8.19)$$

Общее количество ступеней

$$Z = z_{\text{обог}} + z_{\text{обедн}}. \quad (8.20)$$

Для ориентировочных расчетов при очень малых ($\ll 1$) значениях x , x_0 , а также y выражения в скобках под знаком логарифмов можно отбросить. Из формул (8.18) и (8.19) видно определяющее влияние коэффициента обогащения на число необходимых разделительных ступеней. Например, при среднем значении $\epsilon_{\text{ступ}}=0,0017$ (см. табл. 8.2) первый множитель равен 588. Второй множитель — это логарифм суммарного коэффициента разделения $\alpha_{\text{каскад}}$, зависящий от выбранных концентраций ^{235}U в отборе, питании и отвале каскада **. Для обогащения 0,03 (3 %)

* Коэффициенты обогащения ступеней обогатительной ветви каскадов могут отличаться от коэффициентов обогащения (обеднения) обеднительной ветви.

** Суммарный коэффициент разделения каскада обычно несколько ниже коэффициента разделения ступени из-за частичного перемешивания потоков при объединении ступеней в байпасируемые группы, неточности регулирования потоков легкой и тяжелой фракций, статистического разброса гидравлических параметров.

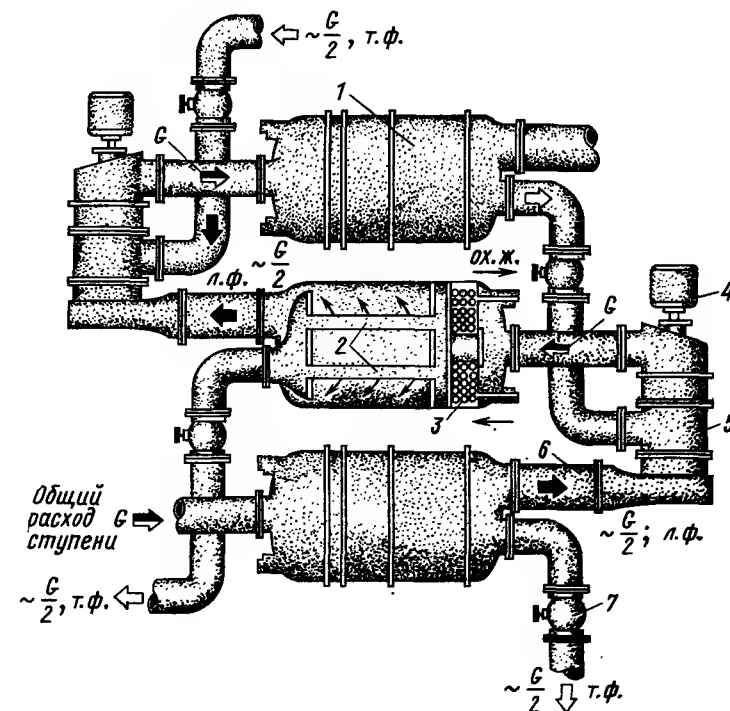


Рис. 8.7. Схема компоновки ступеней большой производительности, применяемой на газодиффузионных заводах США:

1 — делитель; 2 — пористые трубчатые перегородки; 3 — холодильник; 4 — электродвигатель; 5 — осевой многоступенчатый компрессор; 6 — автоматический регулятор расхода газа; 7 — запорный клапан

при $y=0,002$ (0,2 %) $\alpha_{\text{каскад.обог}} \approx 4,4$ и $\ln 4,4=1,48$, т. е. для обогатительной ветви понадобится установить 870 разделительных ступеней, а для обеднительной ветви $\alpha_{\text{каскад.обедн}} \approx 3,5$ и $\ln 3,5 \approx 1,25$, т. е. необходимо иметь 735 ступеней, а всего в каскаде потребуется установить (без учета КПД каскада) 1605 ступеней. При $y \approx 0,29$ % (см. табл. 8.2) число ступеней снижается до 1191.

Как показывают расчеты шведских исследователей экономики газодиффузионной технологии, эти ступени целесообразно иметь двух или трех типов с различной прокачкой газа и, следовательно, с различной мощностью электропривода.

Компоновка диффузионных ступеней в каскаде. Приведем пример компоновки в диффузионном каскаде ступеней большой производительности (рис. 8.7). Для прокачки газа здесь применены мощные многоступенчатые осевые сверхзвуковые компрессоры. Скорость звука в газообразном гексафториде очень мала: ~ 80 м/с, т. е. почти в 4 раза ниже скорости звука в воздухе. Поэтому компрессоры должны работать со сверхзвуковыми скоростями газа.

К компрессору подводятся два одинаковых потока газа. Первый — обогащенный газ давлением p_2 , продиффундировавший через пористые стенки трубчатых перегородок в делителе (конверторе). Этот газ должен пройти все ступени осевого компрессора, чтобы на выходе из него иметь давление p_1 и обеспечить разность давлений $\Delta p = p_1 - p_2$. Второй — обедненный газ, прошедший вдоль каналов трубчатых пористых перегородок. На выходе он будет иметь несколько сниженное по сравнению с p_1 давление (потери давления возникают главным образом вдоль трубчатых перегородок в холодильнике и регуляторе). Для восстановления давления до p_1 этот газ не требуется пропускать через все ступени лопаток осевого компрессора, а только через часть их (достаточно одной-двух). Тем самым удается сократить требуемую мощность электропривода.

Электропривод передает вращение ротору компрессора через вакуумное уплотнение вращающегося вала. Очень важно обеспечить надежную герметичность такого уплотнения от подсоса воздуха в вакуумную полость компрессора. Необходимо заметить, что самая мощная ступень в каскаде завода в Падьюке по ориентировочной оценке имеет электропривод мощностью 1800—2000 кВт и обеспечивает расход UF_6 160 кг/с. Ее разделительная мощность оценивается 5540 ЕРР/год. Стоимость такой машины в 1953 г. по американским данным составляла 480—650 тыс. дол.

При сжатии в компрессоре газ нагревается и перед входом в делитель должен быть охлажден до соответствующей температуры, исключающей возможность его конденсации. Холодильник вмонтирован в горизонтально расположенный корпус делителя.

На трубопроводе обедненного газа в каждой ступени установлен автоматический регулятор, который поддерживает с высокой точностью расход и давление на входе и выходе из ступени и обеспечивает деление потока пополам и устойчивость работы каскада. Весь процесс работы ступени ведется в вакууме. Все разъемные соединения, сварные швы должны быть герметичными в течение многих лет эксплуатации. Материалы или защитные покрытия рабочих поверхностей, их чистота обработки соответствуют высоким требованиям работы с химически агрессивным газом. Подшипники компрессора и контактные поверхности уплотнения вала смазываются специальной фторированной смазкой, стойкой в гексафториде урана.

Потоки циркуляции газа и потребление энергии. Каскадирование ступеней обеспечивает многократное пропускание через разделительные аппараты одного и того же гексафторида урана и получение в конечном итоге в отборе и отвале урана заданных концентраций.

Потоки легкой и тяжелой фракций в каскаде идут в противоположные стороны (противоточная циркуляция). Прокачка газа в каждой ступени осуществляется герметическими компрессорами со степенью сжатия, несколько большей, чем отношение

давлений p_1/p_2 на пористой перегородке, чтобы покрыть все гидравлические сопротивления в трассе циркуляции. Однако давление p_1 обедненного потока газа, который не проходит сквозь пористые перегородки, практически меняется мало, и для передачи в предыдущую ступень (см. рис. 8.4) потребуется меньшая степень сжатия и, следовательно, меньшая мощность. Поэтому необходимо иметь на каждой ступени основной компрессор полного расхода газа через ступень и вспомогательный компрессор половинного расхода. Как видно из рис. 8.7, на американских заводах подкачку выполняют одна-две ступени общего осевого компрессора.

Мощность завода по обогащению урана, где применяется метод газовой диффузии, довольно точно может быть охарактеризован не только суммарной разделительной работой, но и потребляемой мощностью, которая определяется суммарным расходом газа, прокачиваемого компрессорами через все ступени. Необходимое количество применяемых на заводе пористых перегородок и потребляемая мощность компрессоров пропорциональны суммарному расходу G всех межступенчатых потоков по обогащательной $G_{обог}$ и обеднительной $G_{обедн}$ ветвям. Суммарный расход G всего каскада находят по формуле

$$G = G_{обог} + G_{обедн} = \frac{2}{\epsilon_{факт}^2} \left[P (2x_x - 1) \ln \frac{x_x}{1 - x_x} + W (2x_y - 1) \ln \frac{x_y}{1 - x_y} - F (2x_c - 1) \ln \frac{x_c}{1 - x_c} \right]. \quad (8.21)$$

Здесь $\epsilon_{факт}$ можно принимать равным $\epsilon_{ступ}$, как в формулах (8.16) и (8.17).

Пример. Для получения в прямоугольном каскаде 120 кг в час (~ 1000 т в год) обогащенного (до 3%) продукта при $x_y = 0,2\%$ нужно подавать на питание F 660 кг в час природного продукта. Было подсчитано, что для этой цели при $\epsilon = 0,0017$ потребуется ~ 1605 ступеней. Отвал $W = 660 - 120 = 540$ кг/ч. Необходимая суммарная разделительная работа равна 4,3 млн. ЕРР в год. Вычисления показывают, что суммарный расход циркулирующего потока, проходящего через 1605 ступеней, составляет $\sim 6,6$ млн. т/ч, т. е. в $55 \cdot 10^6$ раз больше отбора обогащенного продукта. Непрерывная циркуляция таких газовых потоков вызывает огромные затраты электроэнергии: ~ 2750 кВт·ч на 1 ЕРР, и для данного каскада они составят $\sim 12 \cdot 10^9$ кВт·ч в год. Этим и объясняется столь высокая энергоемкость газодиффузионного метода обогащенного урана.

Суммарный расход газа, циркулирующего в ступенях диффузионного завода, в миллионы раз превышает поток отбора обогащенного продукта.

При эксплуатации газодиффузионного завода внутри ступеней должно постоянно находиться весьма большое количество UF_6 с различным содержанием ^{235}U . Это так называемое *инвентарное заполнение каскадов* гексафторидом урана должно учитываться в калькуляциях за обогащательный сервис. Инвентарное заполне-

ние тем выше, чем выше среднее равновесное давление газа в ступенях и чем больше объем их газового заполнения.

Высокая «инерционность» диффузионных каскадов. Каждая ступень в диффузионном каскаде должна иметь концентрацию x_{n+1} ^{235}U , отличающуюся от предыдущей x_n и следующей за ней концентрации x_{n+2} в соответствии с соотношением $x_{n+1} = x_n + \varepsilon x_n$ на величину, равную коэффициенту обогащения. И так как объемы газовых полостей ступеней и каскадов значительны и содержание газа в них велико, то для достижения равновесного состояния по концентрациям газа в каждой ступени (после чего только и можно брать отбор обогащенного продукта заданной концентрации) должно пройти значительное время (например, несколько недель) безотборной работы. Это создает громадные трудности в эксплуатации и связано с большими затратами. Следовательно, недопустима остановка диффузионного каскада по любой причине (потеря электропитания, срыв охлаждения и т. п.), так как это приводит к перемешиванию потоков различной концентрации, к длительному нарушению процесса, большим затратам энергии и потерям продукта. После остановки для восстановления нормальной работы каскада могут потребоваться значительное время и дополнительные затраты. Отсюда вытекают и чрезвычайно высокие требования к длительной надежности, безотказности и отработанности всего технологического оборудования, приборов и автоматики. Чтобы смягчить тяжелые последствия возможных аварийных остановок (а также в ремонтных целях), каскады диффузионных заводов разделяются на блочки — группы ступеней, автоматически отключаемые и байпасируемые по газу. Оборудование диффузионного завода должно быть взаимозаменяемым и ремонтпригодным, с высокой степенью унификации и стандартизации. Таким образом, *важнейшая особенность диффузионного завода — надежная непрерывная работа*. Всякая перестройка эксплуатации диффузионных каскадов (изменение концентрации питания, отбора и отвала) требует затрат, ведет к потерям времени продуктивной работы, снижению производительности завода и увеличению стоимости разделительной работы.

Влияние на экономику разделения качества пористых перегородок. При температуре 80°C и давлении 1 ат (98 кПа) средняя длина свободного пробега молекулы UF_6 равна $\sim 0,03$ мкм, следовательно, при таких условиях нужны очень малые поры. При снижении давления газа длина свободного пробега увеличивается. Выбор рабочего давления газа (а с ним связаны объемы, проходные сечения и в целом габариты диффузионной ступени) зависит от того, какой пористой перегородкой располагает конструктор разделительной ступени.

Для обеспечения лучшей разделительной характеристики нужно иметь как можно меньшую толщину делящего слоя пористой

перегородки (доли микрометра), но в то же время она должна быть достаточно прочной, чтобы выдерживать перепад давления несколько атмосфер ($> 0,5$ МПа).

Для более наглядного представления о существенном влиянии на технико-экономические показатели разделительного завода качества пористых перегородок и размера их пор (средний радиус 0,005 и 0,01 мкм) приведем расчетные данные по экономике двух газодиффузионных заводов (см. табл. 8.2), полученные шведскими инженерами. Из таблицы видно, что при средних радиусах пор достигается возможность работы при том же коэффициенте обогащения, но на повышенном в $\sim 1,5$ раза давлении газа и соответственно при меньших расходах, благодаря чему снижаются абсолютная и удельная стоимости оборудования и вследствие этого стоимость единицы разделительной работы уменьшается на ~ 4 дол. (по ценам 1970 г.).

Какой средний минимальный радиус пор практически достижим, экономически эффективен и надежно обеспечивается технологией? В настоящее время информация в печати по этому вопросу отсутствует. Выполнить перегородки с наименьшим практически возможным радиусом пор (например, 0,005 и 0,01 мкм) неизмеримо сложнее, чем с большим радиусом (например, в пределах до 0,1 мкм), так как существуют ограничения, определяемые свойствами материала, стабильностью проницаемости пористой перегородки при ее длительной эксплуатации, коррозионными явлениями, прочностью, возможностями технологического процесса при массовом производстве и т. п. Общая рабочая геометрическая поверхность пористых перегородок в одной большой ступени американских диффузионных заводов составляет 200—210 м². Но отношение суммарного «живого» сечения пор к их геометрической площади равно лишь нескольким долям процента.

Обращает на себя внимание приведенное в табл. 8.2 значение расчетного коэффициента обогащения (0,0019—0,00176). Оно почти в 2,5 раза меньше теоретического значения ε_0 , о котором сообщалось выше.

Высокая энергоемкость и проблемы охлаждения. Большое удельное электропотребление диффузионного завода (2400—2500 кВт·ч/ЕРР) является его характерной особенностью и крупнейшим недостатком. Например, завод в Падьюке (США) потребляет ~ 22 млрд. кВт·ч в год. Вся эта энергия практически переходит в тепло, которое отводится водой с малым перепадом температур. Расход охлаждающей воды для этого завода весьма значителен*.

Во избежание остановок завода системы электро- и водоснабжения должны быть надежны и иметь необходимое резервирование. Не меньшее значение имеют строгое и непрерывное поддержание вакуума во всей технологической цепочке каскадов и

* Для $x \ll 1$.

* Суточное потребление циркуляционной охлаждающей воды на заводе в Падьюке 1,9 млн. м³, в Портсмуте 1,71 млн. м³, в Ок-Ридже 1,52 млн. м³.

автоматическая защита от аварийных случаев нарушения вакуума, а также обеспечение точного автоматического регулирования газовых потоков.

8.4. ЦЕНТРИФУЖНЫЙ (ЦЕНТРОБЕЖНЫЙ) МЕТОД РАЗДЕЛЕНИЯ ИЗОТОПОВ УРАНА

Идея использовать гравитационные или центробежные силы для разделения смеси газов, имеющих различные молекулярные массы, не нова. Еще в 1895 г. Бредиг, а после открытия изотопов химических элементов Линдеман и Астон (1919 г.) провели первые исследования, предложив использовать центрифугу. Их работы были продолжены позже американцами Мелликоном и Чепменом, занимавшимися разделением изотопов хлора и брома. В предвоенный период в США профессор Бимс с сотрудниками провели первые успешные экспериментальные исследования с газовой центрифугой, ротор которой работает в высоком вакууме. В 1941 г. немецкие ученые Мартин и Кун теоретически показали, что наибольшие перспективы может дать предложенная в 1939 г. американским ученым Юри противоточная центрифуга, в которой используется тепловая конвекция для осевой циркуляции газа внутри ротора.

Обобщенную теорию разделения изотопов урана как методом газовой диффузии, так и с помощью противоточных центрифуг развил в США К. Коэн (1951 г.). Опытами Бимса в США и Гроота в ФРГ было подтверждено соответствие теории и эксперимента и показана принципиальная возможность практического решения задачи. В дальнейшем исследователи в разных странах внесли свой вклад в теорию и технику газовых центрифуг.

Разработка центрифуг для разделения изотопов урана была включена в США в программу по быстрейшему промышленному получению высокообогащенного урана для атомной бомбы и рассматривалась тогда как наиболее обещающее успех направление. Однако, несмотря на большие усилия и затраты, американским специалистам не удалось в то время довести центрифужный метод до промышленного внедрения. В США был принят более отработанный и надежный, но весьма энергоемкий метод газовой диффузии.

На многие годы (после неудач в США) практический интерес к центрифужному методу в США и в Западной Европе пропал, хотя лабораторные исследования продолжались. Разработанные группами Бимса и Морфи в США, Гроота и Байлера в ФРГ, Кистмейкера и Лоса в Нидерландах, Кронбергера в Великобритании опытные образцы центрифуг были сложны, дороги, требовали значительного количества энергии на вращение роторов, на потери в подшипниковых опорах, не обладали достаточной надежностью и имели другие недостатки, что делало их, по признанию профессора Гроота, непригодными для использования в крупных установках.

Отношение к центрифужному методу, как указывается в ряде компетентных зарубежных публикаций, резко изменилось после 1956 г. В обзорной статье об истории и перспективах развития в Западной Европе газодиффузионных установок для обогащения ^{235}U , опубликованной в 1973 г. в ФРГ, профессор Боннско-

го университета Гроот — известный исследователь и автор серии конструкций «центрифуг Гроота», отмечал, что «новый аспект центрифуги родился в 1956 г., когда несколько немецких исследователей возвратились из Советского Союза». Они предложили фирме «Дегусса» (ФРГ) конструкцию центрифуги, «действующей по другому принципу». На эту конструкцию центрифуги, переданную фирме «Дегусса», Циппе, Шеффель и Стенбек получили в 1957 г. основной патент*. И далее профессор Гроот пишет, что Стенбек, Циппе и Шеффель использовали в своей центрифуге тонкостенный ротор, вращающийся на тонкой подвижной игле, которая движется в омываемой маслом полусфере, установленной на металлической плите. Плита имеет эластичную центровку и снабжена гидроамортизатором. В верхнем конце ротора находится магнитное устройство для удержания ротора в вертикальном положении. Подвод газа осуществляется через неподвижную трубку, а отвод — с помощью двух отборных систем на верхнем и нижнем концах ротора. Центрифуга приводится в движение с помощью синхронного электродвигателя. Молекулярные насосы препятствуют попаданию в вакуумное пространство газа.

Далее в статье сообщается, что Циппе на некоторое время переехал к проф. Бимсу в США и повторил там работы по центрифуге с коротким ротором. Эти работы, опубликованные в 1958—1960 гг. в рамках программы совместных с США разработок, показали, что эти модели имели простую конструкцию и в них удачно решались многие проблемы, в первую очередь проблемы расхода электроэнергии в подшипниках и циркуляции газа. Гроот подчеркивает, что это с новой силой пробудило интерес к разработкам газовых центрифуг не только в США и ФРГ, но также в Великобритании и Нидерландах.

Рассматривая развитие работ в Великобритании, Гроот пишет, что разработки Кронбергера, прерванные в 1954 г., после опубликования материалов о центрифуге «конструкции Циппе» были возобновлены в 1958 г. в Харуэлле и Кейпенхерсте. В 1965 г. в Великобритании был уже создан проект, который позволял осуществить строительство экономической установки, работающей на высоких скоростях и расходующей энергию примерно на порядок меньше, чем при газодиффузионном методе.

В своей популярной статье, опубликованной в 1961 г. в голландском научном журнале «Керн», Кистмейкер заявлял, что техника разделения изотопов урана на ультрацентрифуге не является созданием его, Кистмейкера, или кого-нибудь из его сотрудников, что ультрацентрифуга, над которой работает его группа, была впервые разработана в Советском Союзе в 1946—1954 гг.

Такова представляющая несомненный интерес предыстория возрождения разработок и развития центробежного метода разделения изотопов элементов с помощью ультрацентрифуг в США и странах Западной Европы, засвидетельствованная в ряде зарубежных публикаций авторитетных ученых.

Уместно заметить, что, несмотря на то что прошло уже 20 лет, как появилась публикация о «центрифуге Циппе», и разработкой центрифужного метода занимались в течение многих лет такие передовые индустриальные страны, как ФРГ, Великобритания, Нидерланды, США, Япония, до 1977 г. были созданы только опытные установки и к 1982 г. сооружены только первые очереди промышленных заводов малой производительности. Это, несомненно, указывает на

* Основной патент № 10715997 с приоритетом 11.11.57 г., заявленный в 13 странах, в том числе США, Великобритании, Нидерландах и др.

очень большие технические трудности, встретившиеся при решении всего комплекса этой сложной технологии.

В конце 1960 г. государственный департамент США обратился к ФРГ, Нидерландам и Великобритании с предложением засекретить данные исследований и разработок по центрифугам, как имеющие прямое отношение к созданию благоприятных условий для распространения ядерного оружия. Соглашение о засекреченности между указанными странами было заключено в 1961 г.

Большую роль сыграло заключенное в 1970 г. тройственное Соглашение о совместных работах по исследованиям и созданию промышленного производства по разделению изотопов урана центрифужным методом между ФРГ, Нидерландами и Великобританией. Значительных успехов в разработке центрифуг добились США и Япония. Решением этой проблемы заняты и некоторые другие страны.

В настоящее время отсутствует открытая информация о том, в какой мере использованы принципы запатентованной Циппе (по его репатриации) вывезенной из СССР конструкции центрифуги и по какому пути идут разработки и развитие центрифужного метода в Западной Европе, США и Японии. Из опубликованных данных видно, что главные принципы конструкции, отмеченные в патенте № 10715997, взяты за основу и, видимо, оказались жизнеспособными.

Что касается Франции, то ее ближайшие практические планы увеличения разделительных мощностей ориентированы на газовую диффузию. Какой метод победит в этом техническом соревновании, покажет время.

8.5. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗДЕЛЕНИЯ ГАЗОВ В ПРОТИВОТОЧНЫХ ЦЕНТРИФУГАХ

Рассмотрим равновесную систему (рис. 8.8), состоящую из смеси двух газов с молекулярными массами M_1 и M_2 , вращающуюся с угловой скоростью ω (рад/с) в цилиндрической трубе внутренним радиусом r_2 . Движение газа в объеме отсутствует, и температура во всех точках постоянна. Центробежная сила, действующая на молекулу массой M_1 (аналогично и массой M_2) на расстоянии r от оси

$$F_r = M_{1,2} v^2 / r = M_{1,2} r \omega^2, \quad (8.22)$$

где v — тангенциальная (или окружная) скорость на расстоянии r от оси.

Градиент давления газа в цилиндре вращающегося ротора в зависимости от радиуса может быть выражен формулой

$$dp/dr = \rho \omega^2 r = \rho_0 M \omega^2 r / (RT), \quad (8.23)$$

где R — газовая постоянная идеального газа; T — абсолютная температура; $\rho = pM/(RT)$ — плотность газа; M — средняя молекулярная масса газа, состоящего из смеси двух газов с массами M_1 и M_2 ; p — давление смеси газа на радиусе r ; p_0 — давление смеси газа на оси вращающегося цилиндра; ω — угловая скорость вращения.

Давление газа в центрифуге при высоких скоростях вращения растет в направлении от оси по радиусу очень сильно (рис. 8.9).

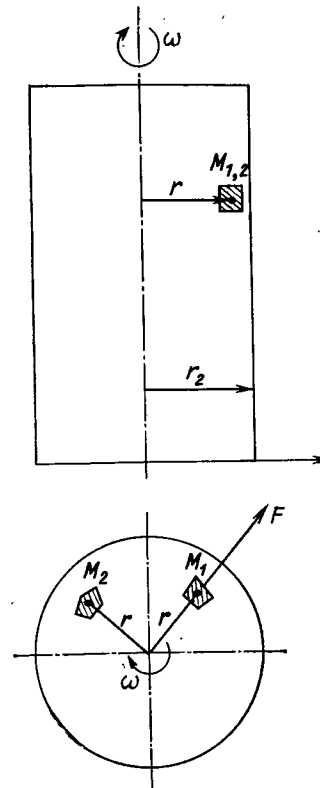


Рис. 8.8. Схема действия центробежных сил на газ во вращающемся замкнутом цилиндре

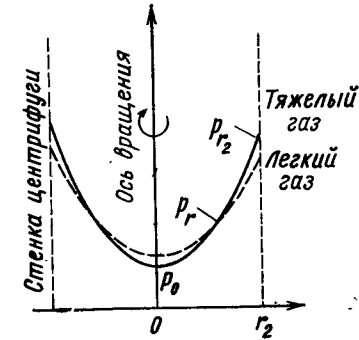


Рис. 8.9. Распределение давления газа по радиусу во вращающемся цилиндрическом роторе

Давление газа UF_6 у стенки ротора больше, чем на оси: при окружной скорости 300 м/с почти в 500 раз, при скорости 400 м/с — в 20 тыс. раз. У стенок ротора практически создается очень тонкая пленка плотного движущегося в осевом направлении газа. Эта осевая циркуляция газа может возникнуть за счет газодинамического (струйного) механического возбуждения, осевого температурного перепада или при комбинации всех этих факторов.

По центру, ближе к оси, газ движется в одном направлении, а по стенке — в другом. Это и создает противоточную циркуляцию газа. Давление p UF_6 строго ограничено из-за опасности конденсации газа на внутренней стенке ротора. Парциальное давление p_r какого-либо газа массой M на радиусе r находится по формуле

$$p_r = p \exp \frac{M \omega^2 r^2}{2RT} = p_0 \exp \frac{M v^2}{2RT}. \quad (8.24)$$

Концентрация более тяжелого газа (тяжелой фракции) выше у стенки ротора.

Коэффициенты разделения в центрифуге. Первичный коэффициент разделения α_0 смеси газов с массами M_1 и M_2 ($M_1 > M_2$) в

сечении, перпендикулярном оси вращающегося цилиндра, при отсутствии осевого движения газа и при скорости диффузии, равной нулю, выражается формулой

$$\alpha_0 = \exp \left[\frac{(M_1 - M_2) \omega^2 r_2^2}{2RT} \right] = \exp (\alpha v_2^2), \quad (8.25)$$

где $a = (M_1 - M_2) / (2RT) = \Delta M / (2RT)$ — постоянный коэффициент; $v_2 = \omega r_2$ — окружная скорость на периферии ротора.

Первичный коэффициент обогащения ε_0 может быть выражен и такой приближенной формулой, если разложить в ряд экспоненту в (8.25):

$$\alpha_0 - 1 = \varepsilon_0 \approx \frac{\Delta M}{2RT} v_2^2. \quad (8.26)$$

В противоточной центрифуге, имеющей эффективную* длину ротора Z , благодаря осевой циркуляции газа происходит умножение первичного коэффициента обогащения ε_0 пропорционально Z . Центрифуга работает как своеобразный каскад.

Максимальное значение теоретического коэффициента разделения двухкомпонентной смеси газов в противоточной центрифуге, получающейся при безотборном режиме, связано с отношением Z к внутреннему диаметру ротора d :

$$\alpha_{\max} = \exp \left[\frac{\Delta M \sqrt{2} v^2}{2RT} \frac{Z}{d} \right]. \quad (8.27)$$

При разделении изотопов урана в противоточной центрифуге Гроота, имеющей скорость 350 м/с, по приведенной формуле получаем $\varepsilon_0 = 0,0682$; при скорости 400 м/с $\varepsilon_0 = 0,0976$, а при скорости 500 м/с $\varepsilon_0 = 0,152$. В диффузионной же ступени максимальное значение теоретического коэффициента обогащения $\varepsilon_0 = 0,0043$, т. е. в 20—25 раз меньше. В возможности получения столь высокие коэффициенты разделения и состоит важная особенность центрифужного метода и его отличие от газодиффузионного.

Из формулы (8.27), видно, что теоретический коэффициент разделения в противоточной газовой центрифуге прямо пропорционален квадрату окружной скорости, относительной длине ротора и разности масс, а не отношению разности масс к молекулярной массе, как это имеет место в диффузионной ступени. Однако реальный коэффициент разделения в центрифуге будет отличаться от максимального теоретического, что связано прежде всего с реальными гидродинамическими условиями и параметрами газового потока внутри ротора.

Если в центрифуге заставить циркулировать газ в осевом направлении под действием каких-либо сил, например тепловой конвекции, создав разность температур верхней и нижней крышек, или с помощью механического циркулятора, или струйного эжектора,

* Эффективная длина ротора меньше геометрической за счет концевых частей, где осуществляется поворот циркулирующего потока.

тогда элементарный коэффициент разделения α_0 центрифуги для какого-либо сечения может быть не только достигнут, но и увеличен и центрифуга будет работать как небольшой каскад. Таким образом реализуется каскадный эффект умножения коэффициентов разделения и обогащения, при этом газ движется вниз (или вверх) около оси и поднимается вверх (или опускается вниз) вдоль стенок цилиндрического ротора. Обогащенный продукт отбирается с одного конца, обедненный — с другого, а питание вводится по оси где-то посередине ротора и делит центрифугу на две зоны: обогащающую и обедняющую (рис. 8.10).

Большое влияние на реальный коэффициент обогащения в центрифуге оказывают параметры и радиальный профиль циркуляционного потока L внутри ротора (рис. 8.11). Максимальное обогащение получается при некотором оптимальном потоке L . Отношение m фактического потока L к оптимальному L_0 называется безразмерным параметром внутреннего расхода ($m = L/L_0$). Реальная разделительная способность центрифуги пропорциональна $m^2/(1+m^2)$ и, таким образом, при $m=3$ равна 90%, а при $m=5$ составляет 96% теоретически возможного значения.

При малых значениях L максимальное обогащение сильно ограничивается обратной диффузией в осевом направлении, а при очень больших циркуляционных потоках возникает значительное осевое перемешивание газа. За счет разности радиальных концентраций газов (которые при аксиальном движении газа несколько отличаются от равновесного градиента при отсутствии циркуляции) имеет место поперечная диффузия, направленная противоположно процессу разделения под влиянием центробежных сил. Более сильное

Рис. 8.10. Влияние относительной величины отбора и отвала на эффективность разделительного процесса в центрифуге

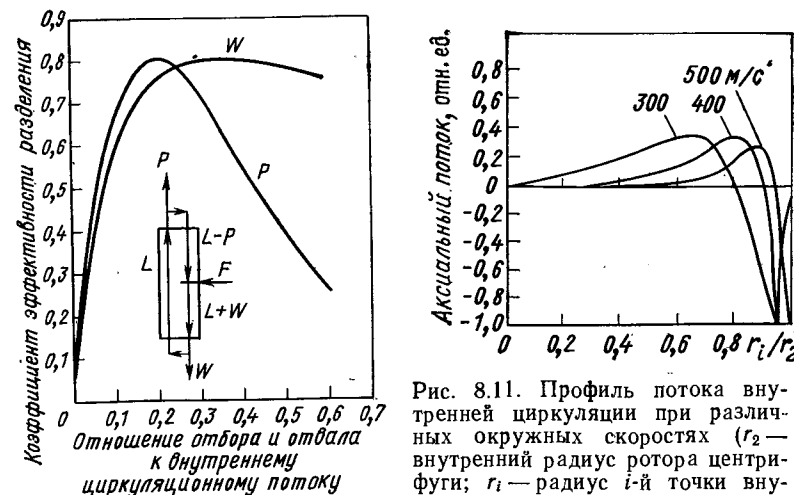


Рис. 8.11. Профиль потока внутренней циркуляции при различных окружных скоростях (r_2 — внутренний радиус ротора центрифуги; r_i — радиус i -й точки внутреннего объема ротора)

влияние на реальный коэффициент разделения оказывает питание, а также отбор для передачи в следующую ступень обогащенного газа. Первичный циркуляционный поток возмущается питательным газом, а также отборами по торцам ротора обогащенной и обедненной фракций. При увеличенном питании и отборах ослабляется каскадный эффект, снижается коэффициент разделения.

Перепад концентраций в центрифуге растет и достигает максимального значения при нулевом отборе продукта. Оптимальные значения питания и отборов могут быть рассчитаны лишь приближенно, поэтому их находят экспериментально.

Определяющее влияние на реальный коэффициент обогащения и на реальную разделительную способность единичной центрифуги оказывает периферическая окружная скорость ротора. Она является главным фактором изменений гидродинамических параметров центрифуги и радиального профиля осевого потока, движущегося во внутриворотном пространстве газа.

Разделительная мощность центрифуг. Формула для определения максимальной (теоретической) разделительной мощности центрифуги получена Дираком:

$$\delta U_{\text{макс}} = \frac{\pi}{2} \rho D_{1,2} \left[\frac{\Delta M \omega^2 r_2^2}{2RT} \right]^2 Z. \quad (8.28)$$

Здесь обозначения те же, что и в приведенных ранее формулах, а $D_{1,2}$ — коэффициент диффузии газов с молекулярными массами M_1 и M_2 ; Z — длина ротора. Для UF_6 при $\rho D_{1,2} = 2,35 \cdot 10^{-4}$ г/(см·с) для работы при температуре 40 °С формула (8.28) может быть записана в упрощенном виде:

$$\delta U_{\text{макс}} \approx 2,62 \cdot 10^{-10} v^4 Z. \quad (8.29)$$

В табл. 8.3 приведены значения $\delta U_{\text{макс}}$ при различных v и T , вычисленные по формуле (8.28).

Однако действительная разделительная мощность центрифуги δU существенно отличается от максимальной теоретической $\delta U_{\text{макс}}$. Их отношение η определяет КПД центрифуги:

$$\eta = \delta U / \delta U_{\text{макс}}. \quad (8.30)$$

Таблица 8.3. Максимальная теоретическая разделительная мощность газовой центрифуги $\delta U_{\text{макс}}$, имеющей длину 1 м

Окружная скорость, м/с	Разделительная мощность, ЕРР/год, при температуре					Окружная скорость, м/с	Разделительная мощность, ЕРР/год, при температуре				
	273 К	293 К	313 К	333 К	353 К		273 К	293 К	313 К	333 К	353 К
300	2,44	2,27	2,12	1,98	1,86	500	18,8	17,5	16,3	15,3	14,4
350	4,52	4,20	3,92	3,67	3,46	550	27,5	25,6	23,9	22,4	21,1
400	7,70	7,16	6,69	6,27	5,90	600	39,0	36,3	33,9	31,7	29,8
450	12,3	11,5	10,7	10,0	9,44	650	53,7	49,9	46,7	43,7	41,1

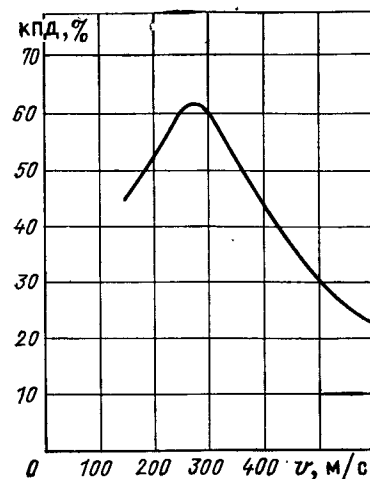


Рис. 8.12. Зависимость КПД центрифуги от окружной скорости v

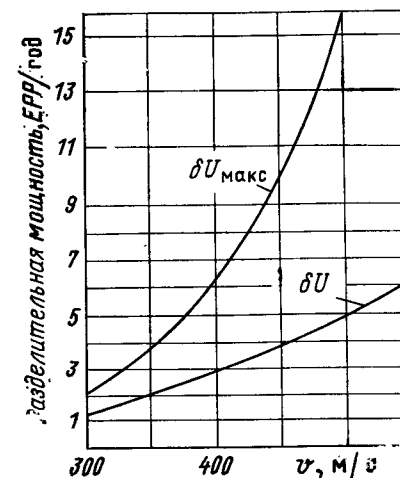


Рис. 8.13. Зависимость разделительной работы центрифуги от окружной скорости v при оптимальной внутренней циркуляции газа

Специфика течения газа в центрифуге такова, что на периферии ротора имеет место вязкое течение (циркуляция), а скорость газа значительно превосходит скорость звука, вблизи оси вращения движение газа носит свободномолекулярный характер, особенно при высоких окружных скоростях. В реальной центрифуге неизбежны также температурные неоднородности. Все это усложняет возможность точной расчетно-теоретической оценки разделительной мощности центрифуги. Некоторые специалисты считают, что до окружной скорости 500 м/с разделительная мощность фактически растет пропорционально не четвертой, а только третьей степени скорости, а при дальнейшем возрастании скорости — пропорционально второй степени.

На основе теории Бермана шведскими исследователями центрифуг вычислена ориентировочная зависимость КПД от окружной скорости центрифуги при разделении изотопов урана для ротора длиной 100 см и $r_2 = 10$ см при условии оптимальной циркуляции при температуре $\sim 50^\circ\text{C}$ (323 К) и предположении симметричного разделения потоков. Согласно расчетам максимум КПД наблюдается (рис. 8.12) при скорости ~ 280 м/с ($\eta \approx 62\%$), а при скоростях 500—600 м/с КПД уменьшается до 30—22%. На рис. 8.13 приведена зависимость теоретической и реальной разделительной мощности указанной выше центрифуги от окружной скорости вращения ротора.

Механическая прочность и устойчивость роторов. Как видно из формулы (8.29), любое увеличение окружной скорости вращения ротора выгодно, если при этом на эффект увеличения разделитель-

ной работы не столь сильно влияет снижение КПД. Выгодно иметь и возможно большую длину ротора. Однако напряжения в материале ротора, возникающие при его вращении от центробежных сил, жестко ограничивают увеличение окружной скорости, что видно из соотношения

$$v = \omega^2 r^2 = \sigma_{\text{раб}} / \rho \leq \sigma_{\text{тек}} / \rho, \quad (8.31)$$

где $\sigma_{\text{раб}}$ — рабочее напряжение в материале; r — радиус цилиндрического ротора; ρ — плотность материала; $\sigma_{\text{тек}}$ — предел текучести материала ротора. Ротор будет разрушен, если тангенциальные напряжения $\sigma_{\text{раб}}$ будут больше или равны пределу текучести материала.

Увеличение длины жесткого ротора Z ограничено критическим значением его собственной частоты колебаний (для тонкостенной жесткой трубы):

$$\omega_{\text{кр}} = \frac{K^2 r}{Z^2} \sqrt{\frac{E}{2\rho}} \quad \text{или} \quad v_{\text{кр}} = \frac{K^2 r^2}{Z} \sqrt{\frac{E}{2\rho}}, \quad (8.32)$$

где K — коэффициент; E — модуль упругости.

Существующие материалы позволяют создать «докритическую» центрифугу лишь при соотношении $Z/(2r) \leq 5$. Таким образом, в конструкциях центрифуг с жестким ротором, которые называются *докритическими*, длина и диаметр ротора жестко связаны. Материалы и конструкция роторов должны быть такими, чтобы отношения параметров σ/ρ и E/ρ для них имели наибольшие значения.

Ниже приведены соотношения между окружной скоростью вращения ротора и рабочими расчетными (с коэффициентом запаса 1,5) тангенциальными напряжениями [в соответствии с формулой (8.31)]:

v , м/с	350	400	500	550
$\sigma_{\text{раб}}/\rho$, км	12	20	25	30
$\sigma_{\text{расч}}/\rho$, км	18	30	37	45

По данным английских специалистов таким требованиям могут удовлетворить высокопрочные алюминиевые сплавы ($\rho=2,8$ г/см³) лишь для скоростей не выше 400 м/с, особые легированные стали ($\rho=7,8$ г/см³) до скоростей 500 м/с, титановые сплавы ($\rho=4,6$ г/см³) до скоростей 450 м/с, стекловолокно—пластмасса ($\rho=1,8$ г/см³) и углеволокно ($\rho=1,6$ г/см³) — от 500 до 730 м/с.

Таким образом, увеличение окружных скоростей вращения предъявляет очень высокие требования к долговременной прочности и качеству материала ротора. Прогресс центрифужного метода в определяющей степени обусловлен созданием высокопрочных материалов для высокоскоростных ультрацентрифуг.

В табл. 8.4 приведены характеристики материалов для роторов и соответствующие максимальные скорости их вращения.

Таблица 8.4. Характеристика материалов для роторов

Материал	Предел прочности, кгс/мм ²	Плотность, г/см ³	Максимальная скорость ротора, м/с
Легкий сплав	50	2,3	425
Титан	90	4,6	440
Легированная сталь	170	8,0	455
Мартеисито-стареющая сталь	250—300	8,1	550—600
Стекловолокно — пластмасса	70	1,9	600
Углеволокно	160	1,55	950
Нейлон	150	1,3	1100

Увеличения коэффициента разделения за счет возможно большей длины ротора можно достичь в конструкции *надкритических ультрацентрифуг*, имеющих «гибкие» роторы [$Z/(2r) \gg 5$]. Такие центрифуги работают при угловых скоростях, превышающих собственную частоту колебаний. Конструкционные и технологические особенности создания и массового применения надежно работающих надкритических центрифуг требуют решения еще более сложных задач, чем докритические центрифуги. В институтах «Тройки», по опубликованным данным, проведены разработки того и другого типа наряду с поисками высокопрочных сплавов и полимерных материалов для высоконапряженных роторов. Надкритическими центрифугами оборудован завод в Алмело. Им было отдано предпочтение и в США.

8.6. КОНСТРУКЦИИ ПРОТИВОТОЧНЫХ ЦЕНТРИФУГ

Для промышленного разделительного производства, как указано выше, рассматривается только один тип центрифуги — противоточный, в первую очередь потому, что при этом эффективное использование внутреннего потока циркуляции приводит к умножению во много раз эффекта элементарных процессов, происходящих в радиальной плоскости, и единичная противоточная центрифуга действует как небольшой разделительный каскад.

О реальных конструкциях центрифуг, разрабатываемых или уже построенных в различных странах, их габаритах и других показателях пока известно очень мало, так как во всех странах конструкции и характеристики центрифуг не публикуются. Поэтому представление о возможных конструкционных решениях можно получить только на основе опубликованных в зарубежной прессе отдельных материалов, в том числе по открытой патентной информации. Ниже приводится такая краткая информация.

Американская центрифуга (устройство Бимса). В ней, как видно из рис. 8.14, противоток устанавливается с помощью газовых потоков, которые вводятся с противоположных торцов роторного цилиндра различных радиусов. Циркуляция обеспечивается с помощью газодувки, расположенной вне центрифуги, или за счет раз-

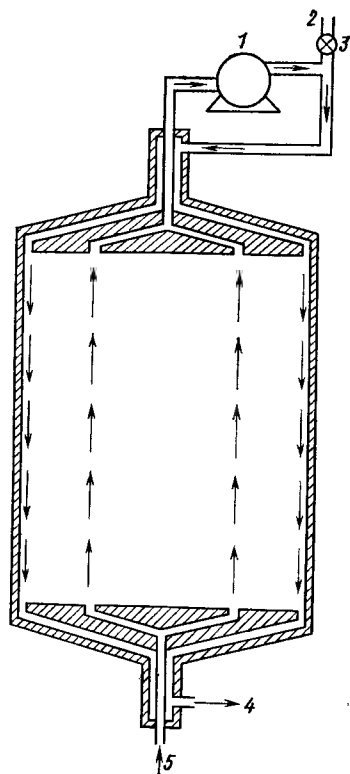


Рис. 8.14

Рис. 8.14. Модифицированная газовая центрифуга с внутренним противотоком (устройство Бимса):

1 — газодувка; 2 — обогащенный продукт; 3 — клапан; 4 — отвал; 5 — питательный газ (UF_6)

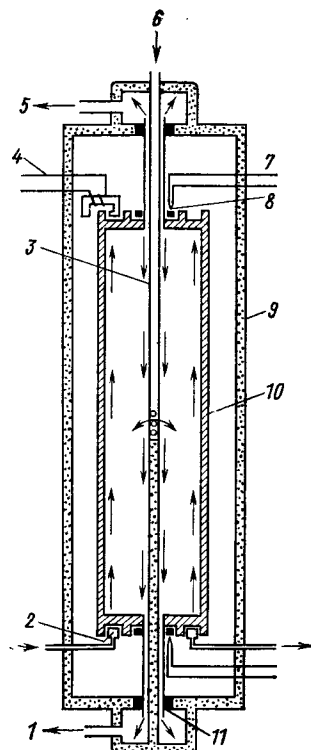


Рис. 8.15.

Рис. 8.15. Центрифуга Гроута с тепловым противотоком:

1 — обогащенный продукт; 2 — охлаждающая вода; 3 — трубка питания; 4 — электромагнитный подогрев; 5 — выход обедненного газа; 6 — подвод питательного газа; 7 — термореле; 8 — термодатчик; 9 — неподвижный кожух; 10 — ротор; 11 — подшипник

ности температур и механических циркуляторов, устанавливаемых в самой центрифуге. По схеме Бимса в США велись разработки центрифуг до появления в конце 1957 г. патента фирмы «Дегусса» (ФРГ) на «центрифугу Циппе».

Центрифуги Гроута с тепловым противотоком. Здесь противоток обусловлен тепловой конвекцией (рис. 8.15), которая возникает за счет того, что температура верхней крышки ротора поддерживается несколько более высокой (например, на $20-25^\circ C$), чем нижней. Каждая центрифуга снабжена автоматически управляемым электроподогревом (вверху) и водяным охлаждением (внизу) крышек ротора.

Центрифуга ZG (рис. 8.16) имеет усложненную конструкцию: три подшипника (два радиальных и один упорный), цилиндриче-

Таблица 8.5. Параметры центрифуг Гроута

Индекс	Длина ротора, см	Радиус ротора, см	Отношение длины ротора к диаметру	Окружная скорость, м/с
ZG-3	66,5	9,25	3,60	302
ZG-5	113,0	9,25	7,03	303
ZG-6	240,0	20,0	6,00	302; 340
ZG-7	316,0	22,5	7,03	302; 340

ский электропривод значительной мощности и т. п. (табл. 8.5). Ни одна центрифуга Гроута в ФРГ не была принята для серийного производства из-за неудовлетворительных характеристик и недостаточной надежности.

Рис. 8.16. Вертикальный разрез центрифуг Гроута (ZG-3 и ZG-5) с жестким ротором:

1 — фундамент; 2 — электропривод; 3 — ротор; 4 — подводка к нижнему электронагревателю; 5 — корпус центрифуги; 6 — нижний подшипник с демпфирующим устройством

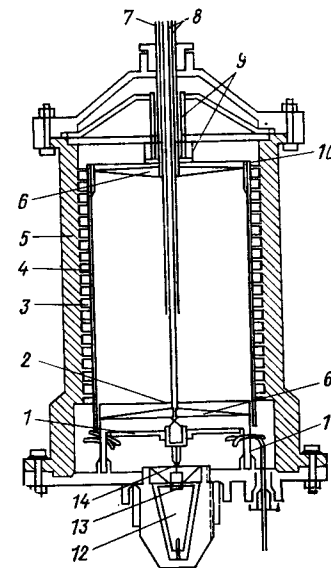
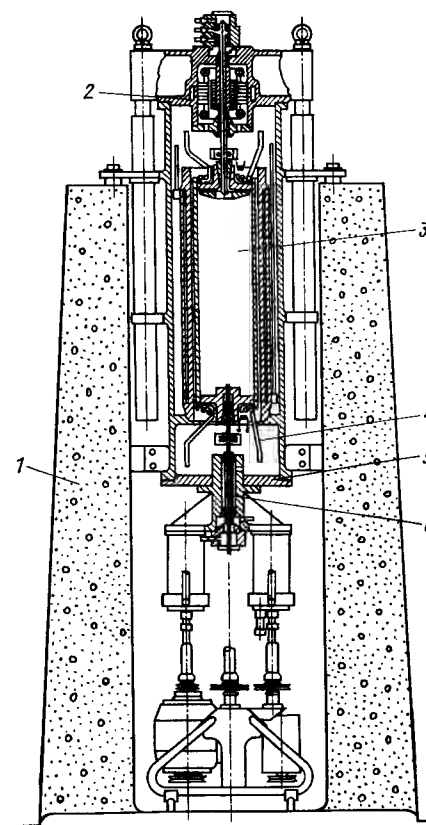


Рис. 8.17. Вертикальный разрез газовой центрифуги, запатентованной в 1957 г. фирмой «Дегусса» (ФРГ):

1 — нижняя крышка; 2 — диафрагма; 3 — винтовые пазы; 4 — ротор; 5 — корпус; 6 — отборные трубки; 7 — трубка питания; 8 — трубка отбора и отвала; 9 — магнитное тело; 10 — верхняя крышка ротора; 11 — двигатель; 12 — демпфер; 13 — подшипник; 14 — опорная игла

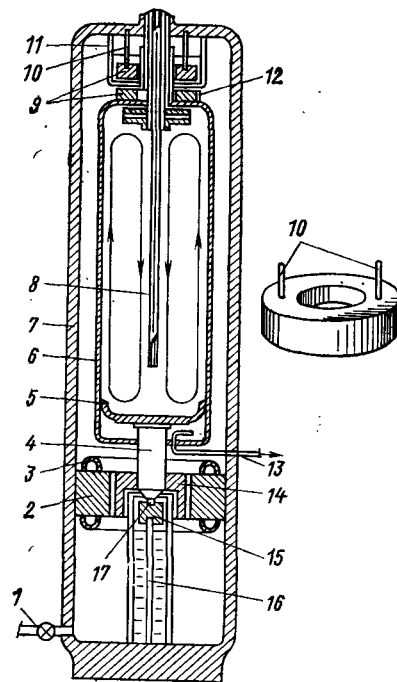


Рис. 8.18. Вертикальный разрез газовой центрифуги (Нидерланды):

1 — трубка вакуумного насоса; 2 — статор электродвигателя; 3 — обмотка двигателя; 4 — опорный стержень; 5 — перегородка; 6 — ротор; 7 — корпус; 8 — трубка питания; 9 — магнитные тела; 10 — упругая связь; 11 — смкость с жидкостью (демпфер); 12 — молекулярное уплотнение; 13 — отборник фракций; 14 — ротор электродвигателя; 15 — маятник; 16 — упругий стержень; 17 — опорная сфера

Центрифуга, запатентованная в 1957 г. фирмой «Дегусса» в ФРГ* (рис. 8.17). По патентной формуле это — «...быстровращающаяся газовая центрифуга, в частности, для разделения изотопов урана, с жестко закрепленным вакуумированным корпусом и ротором, вращающимся вокруг вертикальной оси. Центрифуга отличается тем, что тонкостенный ротор на нижнем конце имеет крышку, в которой закреплена вертикальная упругая ось, опирающаяся на пластину из твердого сплава. На наружной стороне крышки имеется стальной диск, под которым

внутри корпуса расположен торцевой статор, питаемый трехфазным током. Верхняя крышка ротора снабжена круглым отверстием, через которое с зазором проходят известные питательные и отборные трубки для газа.

...Через отверстие верхней крышки ротора проходят три трубки, из которых средняя, служащая для подвода газа, оканчивается в середине ротора, наружная трубка — вблизи верхней крышки и внутренняя — вблизи нижней крышки. Наружная и внутренняя трубки изогнуты в форме крюка против направления вращения ротора и перпендикулярно его оси и заканчиваются отверстиями, расположенными у оболочки ротора.

...Над нижней отборной трубкой в роторе перпендикулярно оси расположена разделительная диафрагма с пропускными отверстиями, находящимися в центре и на периферии.

...Давление ротора на игольчатую опору разгружается магнитами, расположенными над верхней крышкой ротора, имеющей насадку из ферромагнитного материала, и упруго соединенными с корпусом через демпфирующий элемент. Внутренняя сторона стенок корпуса имеет винтовые пазы или выступы. На верхней крышке

* Патент ФРГ № 10715997 с датой приоритета 11.11.57 г. В зарубежном патентовании объединен с патентом ФРГ № 1136644. Имеются патенты-аналоги более чем в 13 странах мира, в том числе в США № 3289925, в Великобритании № 900235. Обозначается в публикациях западной печати как «центрифуга Циппе» (см. § 8.4).

ротора расположено газовое уплотнение в форме винтового лабиринта. Упругая ось, несущая ротор, вращается в направляющей втулке, жестко связанной с демпфирующим элементом, погруженным в масло».

Газовая центрифуга * (рис. 8.18) (Нидерланды). Центрифуга состоит из: вакуумного корпуса; цилиндрического вертикального ротора внутри корпуса; одной неподвижной трубки для подачи газа, проходящей через отверстие на одном из концов ротора; устройства для отвода компонентов газов у одного и другого концов ротора; упорного подшипника, расположенного по оси ротора, со сферическим наконечником и сферическим подпятником, соединенным с корпусом; магнитной подвески, удерживающей ротор в вертикальном положении, но позволяющей в то же время верхней части упруго колебаться относительно оси ротора; демпфирующих устройств, соединяющих подпятник упорного подшипника и магнитное тело с корпусом, которые позволяют ротору безопасно «проходить» при запуске критическое число оборотов, после чего ротор может вращаться с надкритической скоростью.

8.7. ПРОГРЕСС ЦЕНТРИФУЖНОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Демонстрационные заводы фирмы «Юренко — Сентек». Введенные в эксплуатацию в Кейпенхерсте и Алмело демонстрационные опытно-промышленные центрифужные заводы E-21 и SP-3 с проектной разделительной мощностью по 200 тыс. ЕРР/год существенно различаются как по конструкции и материалам центрифуг, так и по их компоновке и параметрам (табл. 8.6).

На английском заводе в Кейпенхерсте применяются докритические центрифуги с жестким коротким ротором (рис. 8.19). На голландско-немецком заводе в Алмело используются надкритические центрифуги. Они заключены в простые цилиндрические алюминиевые герметичные кожухи высотой около 2 м и толщиной стенок 6—8 мм, позволяющие без разгерметизации выдерживать удар при динамическом разрушении ротора. Трубки для подачи исходного материала и отвода отбора и отвала смонтированы на верхнем фланце центрифуги, а пластиковые трубки с охлаждающей водой и кабели для электроприводов подведены к днищу сборки.

В Алмело центрифуги komponуются в группы (рис. 8.20), состоящие из четырех рядов, по 40 машин каждая. Две группы образуют ступень из 320 машин. Таких ступеней 120. Размещаются они в шести секциях по 20 ступеней каждая. Для обеспечения проектной мощности на заводе в Алмело смонтировано 38 400 центрифуг. Все они размещены в одном зале. В 1985 г. введен завод в Гронау (ФРГ).

На английском заводе в Кейпенхерсте применена блочная компоновка, упрощающая соединение центрифуг в ступени и каскады. Каждый блок включает от 32 до 40 машин; 60 блоков образуют ступень из 2400 центрифуг, соединенных параллельно. Блок в сборе имеет длину 2 м, ширину ~1 м, высоту

* Нидерландский патент № 114093, патент США № 3216655. Патентодержатели и изобретатели J. Wind и J. Los. Приоритет от 27.12.57 г. В качестве прототипа используются патенты США и ФРГ, в том числе № 10715997.

Таблица 8.6. Характеристики центрифуг, разработанных за рубежом

Параметр	Фирма «Юренко-Сентек»		США (Портсмут)	Япония (Ниигата-тоге, Рокасё)
	Великобритания (Кейпенхерст)	ФРГ и Нидер- ланды (Гронау и Алмело)		
Разделительная мощность, ЕРР/год	3—4,8	5—6; 12—20; 30—40	200—500	4—6; 13—15
Ресурс работы, лет	10	10	4—5 (до плано- вого ремонта)	10
Тип	Докритиче- ский, G-1	Надокритиче- ский (несколько моделей), G-2, G-3 (1984 г.)	Надокритиче- ский, SET-3, SET-4, SET-5	Докритиче- ский (две моде- ли)
Ротор: длина, мм	~1000	1500—2000	~10 000	~600 (RT-1); ~1700 (RT-2)
диаметр, мм	~200	~200	~900	150; 350
Окружная ско- рость, м/с	>450	>500	>700	≥500
Материал	Композитные материалы, армированные стекловолокном и упрочненные углеволокном	Алюминиевый сплав, специ- альная сталь, композитные материалы	Специальная сталь, компо- зитные материа- лы, армирован- ные углеволок- ном	Мартенсито-ста- реющая сталь (RT-1); компо- зитные материа- лы, армирован- ные углеволок- ном (RT-2)

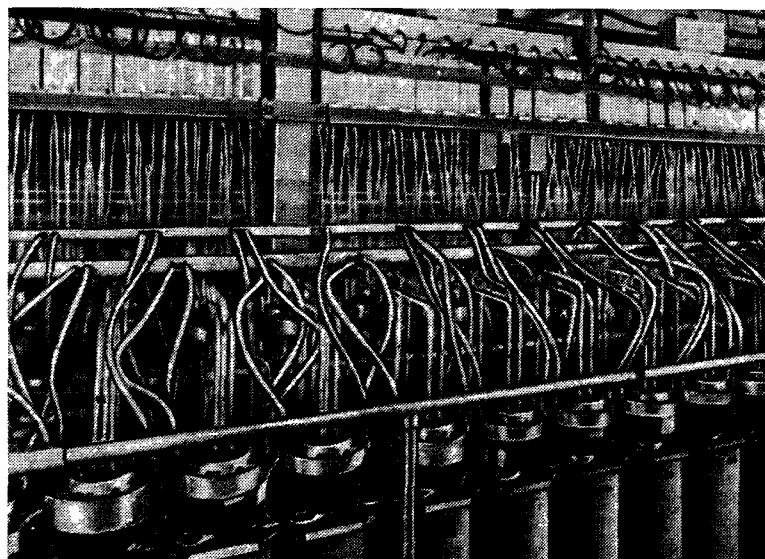


Рис. 8.19. Общий вид каскада центрифуг в Кейпенхерсте

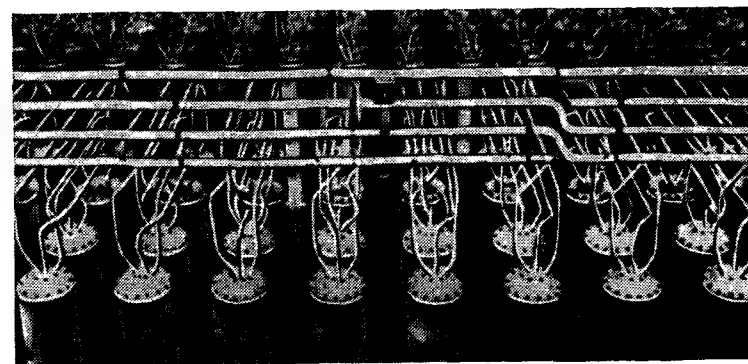


Рис. 8.20. Общий вид каскада центрифуг в Алмело

~1,25 м. Для обеспечения проектной мощности на демонстрационном заводе устанавливается от 60 000 до 75 000 центрифуг, обеспечивающих каждая при годовом коэффициенте использования мощности, равном 0,99, разделительную работу от 2,7 до 3,25 ЕРР в год. Ресурс работы — 10 лет, после чего центрифуги заменяются более совершенными. Мощность электропривода одной центрифуги 60 Вт. Из общей потребляемой электрической мощности завода 10 МВт 60% идет на приводы вспомогательных систем, на освещение и другие нужды, а 40% — непосредственно на вращение роторов центрифуг.

На обоих заводах фирмы «Юренко — Сентек» непрерывно ведутся работы по созданию и отработке новых, более совершенных образцов центрифуг.

Годовая разделительная работа демонстрационных заводов невелика. Но, как показано в § 7.6, она позволяет ежегодно обеспечивать первую загрузку слабообогащенным (~3%) ураном одного реактора РWR или ВWR мощностью 1000 МВт или ежегодную перегрузку одной трети активной зоны двух таких реакторов.

На основе достигнутых высоких технико-экономических показателей и опыта многолетней эксплуатации экспериментальных и демонстрационных установок фирма «Юренко — Сентек» планирует до 1990 г. увеличить в ~10 раз разделительные мощности своих центрифужных заводов. Она заключила контракты на услуги по обогащению урана на 20 млн. ЕРР до 1992 г., приняв за основу цену разделительной работы 100 дол/ЕРР (по курсу 1978 г.).

С 1979 г. ведется сооружение промышленных центрифужных заводов: в Кейпенхерсте — Е-22 на $230 \cdot 10^3$ ЕРР/год с последующим увеличением до $800 \cdot 10^3$ ЕРР/год, в Алмело — SP-4 на $400 \cdot 10^3$ ЕРР/год. Одновременно в Гронау (ФРГ) (поблизости от Алмело) сооружается фирмой «Уранит» западно-германский завод; его первая очередь на $400 \cdot 10^3$ ЕРР/год была введена в 1985 г.

В публикациях фирмы указывается, что удельное потребление электроэнергии устанавливаемых центрифуг составляет около 100 кВт·ч/ЕРР, т. е. в ~25 раз меньше, чем на диффузионном заводе фирмы «Евродиф».

Таким образом, капиталистические страны Западной Европы будут располагать двумя конкурирующими промышленно развитыми методами получения слабообогащенного урана для ядерной энергетики: газодиффузионным и цент-

рифужным, что позволит им отказаться от услуг «обогащительного сервиса» США.

Центрифуги Японии. Разработка центрифужного метода ведется в Японии с конца 60-х годов. Разработано несколько моделей центрифуг и построено два опытных каскада. На сооруженном в 1975 г. каскаде С-2 установлено 247 центрифуг, на которых получен уран, обогащенный до 1,5% ^{235}U . Создается опытно-промышленная установка с 10 000 центрифуг. Центрифуги имеют следующие параметры: $v=450$ м/с; $Z=60$ см; $2r_2=15$ см; рабочая температура 40°C ; давление газа у стенки ротора 200 мм рт. ст. (~ 27 кПа); $\alpha=1,135$; разделительная мощность — 4 ЕРР/год. Стоимость опытно-промышленной установки 160 млн. дол., т. е. 4000 дол/(ЕРР·год).

В Японии разработана также вторая модель центрифуги RT-2 (длина ротора ~ 1700 мм, диаметр ~ 350 мм), имеющая в 3—4 раза большую разделительную мощность, чем RT-1. Эта модель центрифуги выбрана для промышленного центрифужного завода мощностью 1,5 млн. ЕРР/год, сооружение которого начато в Рокасе в 1986 г.

Центрифужный завод в США. Разработки центрифуг в США велись свыше 15 лет. В результате создано несколько проверенных моделей. Для промышленного применения предпочтение отдано надкритическим центрифугам с большой длиной ротора (до 10 м), позволяющей при скоростях вращения до 550 м/с получить разделительную мощность до 600 ЕРР/год, т. е. в 100 раз большую, чем на центрифугах фирмы «Юреико — Сентек». Для первого промышленного завода разработан ряд моделей: SET-1, SET-2, SET-3, SET-4 и SET-5, различающихся нарастающей производительностью и, видимо, лучшими технико-экономическими параметрами. По оценкам, стоимость 1 ЕРР на заводах с центрифугами SET-2 сопоставима со стоимостью 1 ЕРР на газодиффузионных заводах, а с центрифугами SET-3 стоимость 1 ЕРР будет значительно меньше (табл. 8.7). Сообщается, что расход электроэнергии на 1 ЕРР при центрифужном методе равен 3—4% расхода при газодиффузионном, т. е. 75—100 кВт·ч. Модель SET-5 обеспечивает весьма малое потребление электроэнергии (~ 48 кВт·ч/ЕРР). Обращает на себя внимание малый ресурс плановой межремонтной работы американских центрифуг (3—5 лет), что свидетельствует или о недостаточной отработанности конструкции и технологии, или о свойствах применяемых материалов.

Несмотря на принятое в 1977 г. решение о строительстве в Портсмуте большого промышленного центрифужного завода мощностью 8,8 млн. ЕРР/год, Министерство энергетики США сообщило, что до 1989 г. будет сооружена только

Таблица 8.7. Сравнение стоимости 1 ЕРР для газодиффузионного и центрифужного (с SET-3) заводов, дол. по курсу 1978 г. (по данным DOE США)

Гид затрат	Диффузионный завод	Центрифужный завод
Капитальные затраты	46,70	66,20
Затраты на электроэнергию	75,20	2,90
Другие эксплуатационные затраты	2,40	16,80
Всего	124,30	85,90

первая очередь, а дальнейшее расширение завода будет осуществляться путем ежегодного ввода модулей по 1,1 млн. ЕРР/год. В июне 1985 г. было принято новое решение: прекратить все работы и финансирование по центрифугам, а развивать лазерную технологию на атомарном паре (AVLIS).

8.8. ОСОБЕННОСТИ ЦЕНТРИФУЖНОГО МЕТОДА, ЕГО ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗЫ

Специфика конструкций докритических противоточных центрифуг такова, что их разделительная мощность весьма невелика и согласно данным табл. 8.6 составляет 3—8 ЕРР/год. При разделительной мощности единичной центрифуги 4 ЕРР/год для двух центрифужных заводов годовой производительностью 2 млн. ЕРР каждый, намеченных к сооружению в странах «Тройки», потребовалось бы 1 млн. центрифуг. Уменьшить число центрифуг можно, применив наиболее производительные машины. Путь к этому — не только сверхвысокие окружные скорости вращения, но и роторы большой длины, что наиболее компактно решается в конструкциях надкритических центрифуг.

Разделительная мощность самой крупной ступени американского газодиффузионного завода в Падьюке составляет ~ 5540 ЕРР/год, а французского завода фирма «Евродиф» — 10 800 ЕРР/год. Таким образом, одной наиболее крупной американской или французской диффузионной машине (ступени) эквивалентны 1400—2700 параллельно включенных центрифуг завода в Алмело (~ 4 ЕРР/год) или 400—800 центрифуг RT-2 (~ 14 ЕРР/год) (Япония).

Для обеспечения большой разделительной работы необходимо иметь на центрифужных заводах огромное количество параллельно сблокированных центрифуг при относительно малом (в несколько десятков раз меньше по сравнению с диффузионным заводом) количестве разделительных ступеней, соединенных последовательно. Этим объясняется возможность построения из центрифуг каскадов, близких к идеальным, т. е. с КПД $=0,99 \pm 1,0$. Очень важно, что разделительную мощность центрифужных заводов можно непрерывно наращивать — она увеличивается пропорционально числу установленных центрифуг и вводимых в эксплуатацию комплектных модулей определенной производительности, например по 200 тыс. ЕРР/год, по 1,1 млн. ЕРР/год. Это создает большую гибкость в сооружении каскадов различной мощности для обогащения определенного количества урана.

Из-за малого объема внутренней полости вращающегося ротора и меньших, чем в диффузионной ступени, давления и тонкого слоя плотного газа центрифуги имеют незначительное заполнение UF_6 . Поэтому в равновесный режим каскад центрифуг может переводиться через очень короткое время после запуска, что является важным преимуществом центрифуг по сравнению с газодиффузионным каскадом. На центрифужном заводе малы потери времени для установления нового равновесного режима, его каскады могут

маневреннее перестраиваться на новый режим работы. В то же время необходимость иметь столь огромное количество механически высоконапряженных и высокоточных по классу исполнения центрифуг создает особые проблемы обеспечения надежной эксплуатации центрифужного завода.

В идеальном каскаде число параллельно соединенных в отдельные блоки центрифуг, одинаковых по конструкции, может быть довольно значительным. Эти блоки представляют собой разделительную ступень, подобную газодиффузионной ступени, и различаются значениями концентраций x_x и x_y . Необходимое число ступеней можно вычислить по теории Козна [см. формулы (8.18) — (8.20)]:

$$z = z_{\text{обог}} + z_{\text{обеди}} = \frac{1}{\varepsilon_{\text{ступ}}} \ln \frac{x_x(1-x_y)}{x_y(1-x_x)}.$$

Число ступеней обратно пропорционально коэффициенту обогащения или квадрату окружной скорости. Но так как коэффициент обогащения центрифуг может быть в несколько десятков раз выше коэффициента обогащения диффузионной ступени, то необходимое число ступеней при центрифужном методе соответственно будет меньше. Однако расход газа через одиночную центрифугу очень мал (миллиграммы в секунду). Внутренний циркуляционный поток также невелик. Поэтому в условиях вращения роторов в вакууме с очень малыми потерями на трение затраты мощности на прокачку газа в центрифугах в 20—30 раз меньше, чем в газодиффузионных установках при той же разделительной работе. Повышение окружной скорости как главного фактора увеличения коэффициента обогащения и разделительной работы центрифуги очень сильно влияет на все технико-экономические параметры центрифужного метода. Поэтому стремятся увеличить скорости вращения роторов, не снижая надежности и ресурса их работы.

Выше были рассмотрены основные параметры, характеризующие центрифугу — коэффициент разделения или обогащения и разделительная способность (мощность) в единицах разделительной работы. При разработке новой конструкции центрифуг эти параметры, очевидно, определяются и подтверждаются экспериментально как для единичной центрифуги, так и для блока центрифуг или целого каскада.

Для иллюстрации сказанного приведем данные примерного расчета центрифужного завода производительностью 1 млн. ЕРР/год. Предположим, что он будет состоять из одинаковых центрифуг с разделительной мощностью 3 ЕРР/год (считая $\varepsilon=0,10$, расход — 0,072 кг/ч). Пусть этот завод предназначен для получения урана 3%-ного обогащения при питании природным ураном и при содержании ^{235}U в отвале 0,2%. Удельная разделительная работа для получения 1 кг такого урана согласно табл. 7.2 равна $\sim 4,3$ ЕРР.

Рассчитанное по формулам (8.18) и (8.19) необходимое число ступеней составляет 22, из них 12 — в обогатительной ветви и 10 — в обеднительной. Для аналогичного по мощности и параметрам

диффузионного завода потребовалось бы около 1605 ступеней [при $\varepsilon=0,017$ (см. табл. 8.2)].

Необходимое число центрифуг при КПД=0,96 составит $\sim 350\,000$. Такой центрифужный завод позволит в год получить 230 т обогащенного до 3 % урана (27 кг/ч) при расходе 1270 т/год природного урана (~ 150 кг U/ч или 220 кг $\text{UF}_6/\text{ч}$). Завод может быть скомплектован из центрифуг в виде каскада, приближающегося к идеальному. Количество центрифуг может быть уменьшено, если применить более производительные машины.

Некоторые экономические оценки. По оценкам английских, немецких (ФРГ) и голландских специалистов экономичность и конкурентоспособность центрифужного метода по сравнению с газодиффузионным может быть обеспечена при разделительной мощности единичной центрифуги более 2—3 ЕРР/год, при ресурсе ее работы не менее 10 лет и надежности эксплуатации, характеризующейся выходом из строя не более 1 % центрифуг в год*.

Расчеты фирмы «Юренко-Сентек» показывают, что созданные в ФРГ, Нидерландах и Великобритании центрифуги обеспечивают необходимую экономичность центрифужного завода при разделительной мощности 200—250 тыс. ЕРР/год. Такими модулями можно последовательно наращивать мощность центрифужного завода. Для ввода в строй диффузионного завода необходимо не менее 6 лет, а для ввода оптимального модуля центрифужного завода разделительной мощностью 1,1 млн. ЕРР/год — 3 года.

Сравнение технико-экономических показателей обоих конкурирующих методов (см. табл. 7.6) показывает принципиальные преимущества центрифужной технологии, среди которых особо следует отметить небольшую удельную энергоемкость этой технологии, в 25—30 раз меньшую, чем у газодиффузионного метода. Поэтому в структуре себестоимости разделительной работы на центрифугах затраты на энергию составляют только 3—5 % вместо 45—55 % на газодиффузионном заводе.

Мощность, потребляемая центрифугой, затрачивается в основном на покрытие механических и электрических потерь электропривода, аэродинамических потерь на трение ротора о газ (эти потери в условиях значительного вакуума невелики), а также потерь на трение в газоотборном и других устройствах.

Важная особенность конструкции современных центрифуг состоит в том, что для их изготовления нужна совершенно иная, чем для производства газодиффузионных машин, машиностроительная база. Газодиффузионные ступени — это сложные энергетические машины, мелкосерийное изготовление которых может быть осуществлено только на заводах крупного энергомашиностроения с передовой технологией. А современные центрифуги, например, фирмы «Юренко-Сентек» — это легкие, относительно небольшие, но очень точно выполненные и весьма динамически напряженные ма-

* В публикациях фирмы «Юренко-Сентек» сообщается, что ежегодный выход из строя центрифуг не превышает 0,5 %.

шины массового производства. Эта особенность технологии центрифуг делает ее доступной для освоения в странах, не располагающих мощностями крупного энергомашиностроения и высококвалифицированными кадрами.

Основная проблема дальнейшего развития центрифужного метода, как ее формулируют в странах «Тройки», сводится к усовершенствованию машин, обеспечению их высокой надежности и долговечности, увеличению разделительной мощности единичной центрифуги и, следовательно, к снижению удельных капитальных и эксплуатационных затрат и себестоимости выпускаемой продукции.

ГЛАВА 9

ТЕПЛОВЫДЕЛЯЮЩИЕ ЭЛЕМЕНТЫ И ТЕПЛОВЫДЕЛЯЮЩИЕ СБОРКИ РЕАКТОРОВ АЭС

9.1. АКТИВНАЯ ЗОНА РЕАКТОРА, ТРЕБОВАНИЯ К ТВЭЛАМ И ТВС

Регулируемая цепная реакция деления ядер осуществляется в активной зоне реактора, где сконцентрирована топливная загрузка, имеющая определенный запас реактивности, что обеспечивает получение заданной мощности в течение расчетного периода времени. В активной зоне происходит непосредственный переход в тепло энергии, которая выделяется в результате реакций деления ядер урана и плутония. Это тепло отводится из активной зоны реактора циркулирующим через нее теплоносителем. В активной зоне размещены также устройства и элементы, поглощающие нейтроны и обеспечивающие управление и регулирование мощности реактора и его аварийную защиту. Состав и конструкция активной зоны и входящих в нее ТВС и регулирующих устройств определяются по данным ядерно-физических, прочностных, теплогидравлических и других расчетов и экспериментальных работ, проводимых на критических сборках, теплогидравлических и механических стендах и т. п.

Конструкция активной зоны выполняется разборной, с фиксированным размещением ТВС. Любая ТВС может быть установлена в активную зону, извлечена из нее и заменена новой. Состав топливной загрузки и конструкция активной зоны должны обеспечивать заданные требования к эксплуатации реактора: по тепловой мощности, удельной энергонапряженности, кампании топлива, способу перегрузки, достижимой глубине выгорания, обеспечению надежного теплоотвода при всех режимах работы, регулированию и поддержанию равномерности нейтронного потока по радиусу и высоте зоны. Активная зона вместе с системой управления и защиты (СУЗ) реактора должна удовлетворять требованиям ядерной и радиационной безопасности, аварийной защиты, требованиям по прочности, коррозионной стойкости, размерной стабильности ТВЭлов и т. п., т. е. удовлетворять всем требованиям к надежности ра-

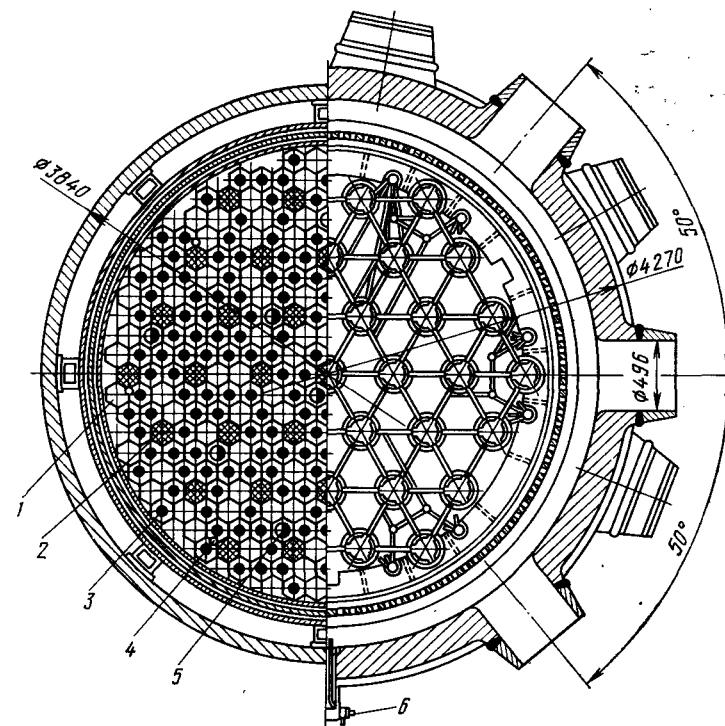


Рис. 9.1. Активная зона реактора ВВЭР-440 (вид в плане сверху):

1 — рабочая кассета; 2 — подвижная кассета автоматического регулирования (АРК); 3 — канал термоконтроля кассет; 4 — канал объемного термоконтроля; 5 — канал для измерения плотности потока нейтронов; 6 — штуцер для измерения перепада давления теплоносителя в активной зоне

боты активной зоны в целом со всеми входящими в нее компонентами.

Активная зона для *первой загрузки* реактора поставляется на АЭС комплектно в соответствии со спецификацией и техническими условиями на поставку. В ее состав могут входить ТВС в виде кассет или иного типа сборок с комплектом поглощающих элементов (пэлов) различного назначения, а также с датчиками для измерения нейтронного потока и температуры, индикаторами системы контроля герметичности ТВЭлов и т. п.

Первая загрузка должна быть поставлена на АЭС до ввода ее в эксплуатацию и оплачена за счет специально выделяемых для этих целей оборотных средств. Аналогично осуществляется финансирование заказа топлива на первую перегрузку зоны для корпусных реакторов, имеющих периодический режим перегрузок, и оплата некоторой части топлива для канальных реакторов с непрерывным режимом перегрузки.

Ядерное топливо для *перегрузки реакторов* может поставляться партиями различного размера и комплектации, исходя из техни-

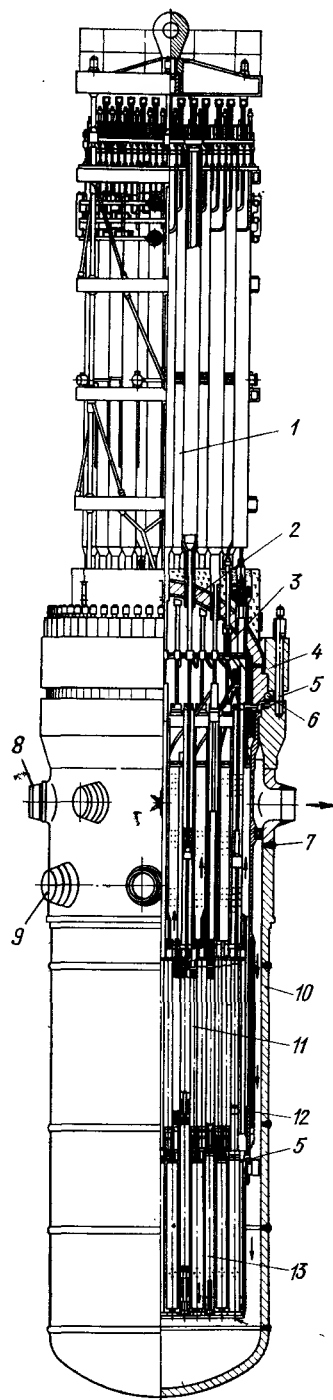


Рис. 9.2. Общий вид ВВЭР-440:

1 — блок с механизмами СУЗ; 2 — съёмная крышка; 3 — штуцер для подвода коммуникаций к детекторам контрольно-измерительной системы; 4 — нажимное кольцо; 5 — шпильки; 6 — уплотнение крышки с корпусом; 7 — верхний блок защитных труб; 8, 9 — патрубки отвода и подвода теплоносителя; 10 — корпус реактора; 11 — активная зона; 12 — подвесная шахта с днищем и экраном; 13 — нижний блок защитных труб

ческих условий на перегрузку реактора и режима эксплуатации АЭС. Состав топлива для перегрузок и выхода на стационарный режим эксплуатации реактора может отличаться от состава топлива, используемого для первой загрузки. Это чаще всего относится к обогащению. Оно может быть выше для стационарного режима.

Активные зоны, твэлы и ТВС современных АЭС с водоохлаждаемыми реакторами. На рис. 9.1 и 9.2 показаны компоновка активной зоны реактора ВВЭР-440 с кассетами различного назначения (поперечное сечение), размещение активной зоны в корпусе реактора и компоновка приводов СУЗ (продольное сечение). Активная зона состоит из 349 ТВС, собранных в шестигранные кассеты, закрытые кожухом из цирконий-ниобиевого сплава.

В ядерной энергетике СССР некоторое развитие получили кипящие водографитовые реакторы канального типа — РБМК-1000. На рис. 9.3 изображена монтажная ТВС этого реактора, а на рис. 9.4 — твэл. Монтажная сборка составлена из двух подборок, имеющих активную длину $\sim 3,5$ м каждая, закрепленных на центральном стержне из циркониевого сплава так, что температурное расширение твэлов каждой подборки идет навстречу друг другу и удлинение их компенсируется зазором на стыке подборок — посередине ТВС. Верхняя и нижняя подборы ТВС одинаковы и состоят из 18 твэлов каждая, содержащих в среднем 3,59 кг спеченного оксида урана в виде таблеток диаметром 11,52 мм и высотой

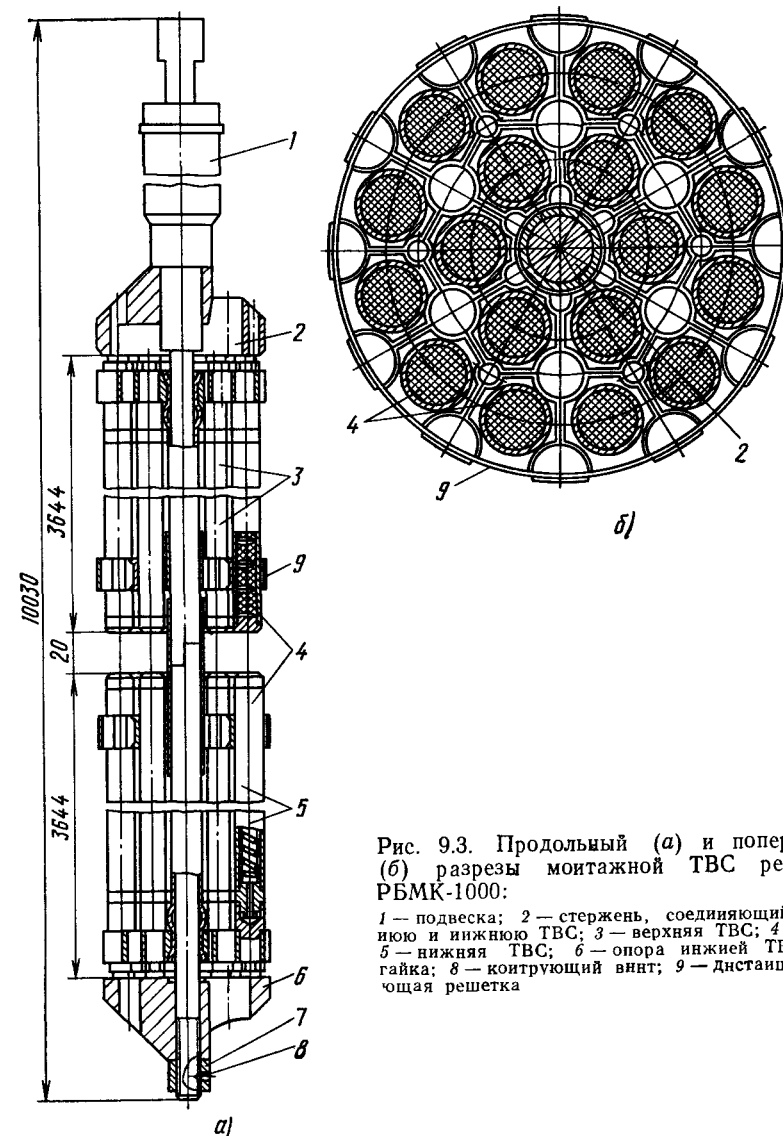


Рис. 9.3. Продольный (а) и поперечный (б) разрезы монтажной ТВС реактора РБМК-1000:

1 — подвеска; 2 — стержень, соединяющий верхнюю и нижнюю ТВС; 3 — верхняя ТВС; 4 — твэл; 5 — нижняя ТВС; 6 — опора нижней ТВС; 7 — гайка; 8 — контротянущий винт; 9 — дистанционирующая решетка

12 мм. Диаметральный зазор между топливом и оболочкой 0,18—0,38 мм. Диаметр оболочки 13,6 мм, минимальная толщина стенки 0,82 мм. В каждой ТВС помещается 130 кг UO_2 с обогащением ^{235}U 2%. Максимальная тепловая мощность ТВС 3000 кВт. Максимальная скорость пароводяной смеси 20 м/с (при массовом паросодержании 27%). Дистанционирование твэлов осуществляется 10 сварными решетками ячеистого типа (рис. 9.3, б), выполненными из тонкой нержавеющей стали.

Таблица 9.1. Массогабаритные характеристики твэлов и ТВС реакторов ВВЭР

Реактор	Количество твэлов в ТВС, шт.	Масса ТВС в сборе, кг	Обогащение урана x , %	Топливо в ТВС, кг		Длина сбор
				UO ₂	²³⁵ U	
ВВЭР-440	126	200* (215)**	3,6	136 (130)**	4,3 (4,12)**	3217
			2,4	136 (130)**	2,86 (2,74)**	3217
			1,6	136 (130)**	1,91 (1,83)**	3217
ВВЭР-1000	312	735	4,4	488±3	18,83***	4570
			3,0	488±3	12,84	4570
РБМК-1000	36 (2×18)	185	2,0	130,9	2,3	10 054
РБМК-1500	36 (2×18)	185	2	130,9	2,3	10 054
	36 (2×18)	185	2,4	130,9	2,75	10 054
	36 (2×18)	185	3,6	130,9	4,13	10 054

* Из общей массы — чехол из циркониевого сплава 125—13 кг, концевые детали из не

** Числа в скобках относятся к компенсирующей сборке.

*** Для профилированных по обогащению ТВС, в которых 66 твэлов имеют $x=3,6\%$, а 246

На рис. 9.5 представлена ТВС корпусного реактора ВВЭР-1000, а на рис. 9.6 — твэл этого реактора.

На рис. 9.7 представлен твэл реактора ВВЭР АСТ-500, а на рис. 9.8 — ТВС этого реактора.

Параметры твэлов и ТВС реакторов ВВЭР и РБМК приведены в табл. 9.1. В табл. 9.2 даны некоторые характеристики активных зон и твэлов современных советских и зарубежных водоохлаждаемых реакторов АЭС.

На рис. 9.9 изображены сборка наиболее распространенного в США и в Западной Европе реактора PWR фирмы «Вестингауз электрик» электрической мощностью 900—1200 МВт и вид в плане компоновки из четырех ТВС. Каждая ТВС включает в себя 264 твэла и позволяет разместить кластер из 24 пэлов, управляемых одним приводом.

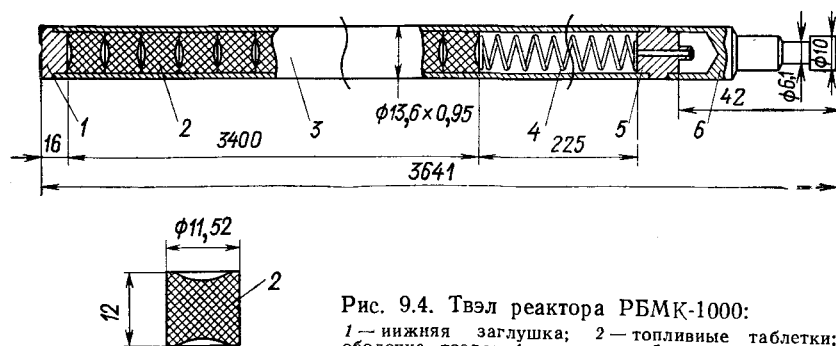


Рис. 9.4. Твэл реактора РБМК-1000:

1 — нижняя заглушка; 2 — топливные таблетки; 3 — оболочка твэла; 4 — пружина; 5 — втулка; 6 — наконечник

и РБМК

кн в сборе, мм	Длина твэла общая, мм	Длина активной части твэла, мм	Масса твэла, г		
			Общая	UO ₂	²³⁵ U
Холостые концы (верх, низ)	440, 205	2420	1400	1080 (1035)**	34,1
	440, 205	2420	1400	1080 (1035)**	22,7
	440, 205	2420	1400	1080 (1035)**	15,1
480, 250	3840	3530	2010	1575	60,8
	3840	3530	2010	1576	41,4
2680, 60	3660	3460	4400	3625±95	63,6±1,7
2680, 60	3660	3460	4790	3625±95	63,6±1,7
	3660	3460	4790	3625±95	86,3±2
	3660	3460	4790	3625±95	114,4±3
	3660	3460	4790	3625±95	114,4±3

привариваемой стали — 22 кг.

твэлов $x=4,4\%$; содержание ²³⁵U в сборке равно 18,11 кг.

В середине 80-х годов фирма «Вестингауз электрик» осуществила модернизацию твэла и ТВС, позволяющую достичь средней глубины выгорания $(40—43) \cdot 10^3$ МВт·сут/т. Особенности модернизации заключаются в том, что на поверхность таблеток в центральной части твэла наносится тонкий слой выгорающего поглотителя — боридного покрытия; в верхней части ТВС введены завихрители (турбулизаторы) потока на дистанционирующих решетках из циркония, а также аксиальные бланкеты (экраны) сверху и снизу твэла в виде участков из UO₂ природного состава, что обеспечивает уменьшение аксиальной потери нейтронов (на 50%), т. е. увеличивает КВ. Уточнены верхняя и нижняя плиты ТВС.

Измененная конструкция верхней плиты ТВС упрощает ее съем для контроля и замены твэла. Введены и другие изменения (увеличена длина и форма наконечников, уменьшен диаметр). Ожидается, что снижение затрат на топливный цикл от использования модернизированных ТВС составит 10—11 %.

Разнообразные формы применяемых в ТВС современных реакторов дистанционирующих решеток приведены на рис. 9.10.

Требования к твэлам и ТВС. В общем виде их можно сформулировать следующим образом.

1. Конструкция и физико-механические свойства материалов твэлов и их сборок должны обеспечивать достаточную прочность всех узлов, устойчивость формы и размеров на весь период работы в реакторе. Неустойчивость формы и недопустимое изменение размеров (например, за счет радиационного распухания или ползучести металла) могут вызвать нарушение теплоотвода, потерю герметичности твэла, выход продуктов деления в теплоноситель и даже «пережог» твэла.

Таблица 9.2. Характеристики активных зон, ТВС и твэлов современных

Параметр	Реакторы корпусные с водой	
	ВВЭР-440 (СССР)	ВВЭР-1000 (СССР)
	1971 г.	1984 г.

Актив

Тепловая мощность, МВт	1375	3000
Давление в первом контуре, кгс/мм ² (МПа)	125 (~12,5)	160 (~16,0)
Температура воды на выходе из реактора/на входе в реактор, °С	300/269	322/289
Эквивалентный диаметр, м	3,0	3,12
Высота активной части, м	2,5	3,54
Объем активной зоны, м ³	17,7	27
Загрузка топливом, т UO ₂ или т U (металл.)	50	79,6
	42	67,5
Среднее обогащение (стационарная загрузка), %	3,5	3,3**** (4,4)
Средняя глубина выгорания (стационарная загрузка), МВт·сут/т урана	28 600	27 000**** (40 000)
Количество твэлов, шт.	~44 000	~50 800****
Суммарная площадь теплопередающей поверхности твэлов, м ²	3140	5060
Суммарная длина активной части твэлов, км	110	~170
Средняя удельная тепловая мощность топлива, кВт/кг U, или МВт/т U	33	47
Средняя объемная энергонапряженность, кВт/л	83	111
Средняя линейная плотность тепловыделения в твэлах, Вт/см	~130	~176
Средняя плотность теплового потока, Вт/см ²	44	59
Кампания топлива, эф. сут	900	600***** (900)

ТВС

Число ТВС, шт.	349	163 (151)
Количество твэлов в ТВС, шт.	126	312
Число сборок СУЗ, шт.	37/73	49 (109)

Твэ

Внешний диаметр оболочки, мм	9,1	9,1
Толщина стенки, мм	0,68	0,7
Материал оболочки	Zr—1% Nb	
Расстояние между твэлами в дистанционирующей решетке, мм	12,2	12,6
Диаметр таблетки, мм	7,53	7,53
Плотность UO ₂ , г/см ³	>10,2	>10,2

* Данные по реакторам PWR относятся к реакторам АЭС «Мюльгейм-Керлих» и «Бнб-электрик» и «Бабкок энд Уилкок».

** Данные по реакторам PWR-6 относятся к стандартизированным реакторам фирмы

*** Объемом активной зоны считается сумма активных объемов всех технологических

**** Даны обогащение и средняя глубина выгорания для стационарной загрузки первого

В=40 000 МВт·сут/т).

***** Приведена сниженная за счет введения новой конструкции линейная плотность теп

кластер, управляемый от одного привода.

***** Указана кампания активной зоны для первого этапа эксплуатации. В скобках дана

водоохлаждаемых реакторов АЭС

под давлением	Реакторы водо-водные корпусные кипящие	Реакторы каналные водографитовые кипящие	
PWR* (ФРГ, США, Франция)	BWR-6** (США)	РБМК-1000 (СССР)	РБМК-1500 (СССР)
1983 г.	1975—1982 гг.	1974—1983 гг.	1983—1985 гг.

ная зона

3720	3580	3200	4800
155 (~15,5)	73 (~7,3)	70 (~7,0)	70 (~7,0)
329	287	284/165 (210)	284/210
3,6	4,65	11,8	11,8
3,9	3,76	7,0	7,0
40	71	66,4*** (860)	65*** (860)
95	156,7	228	224
80	140	192	189
3,27	2,57	2,0	2,0 (2,4)
34 300	27 500	18 500	~18 100
42 600	46 000	60 950	59 800
5690	6820	9066	8850
166	173	~213	~209
46	25,6	17,8	25,4
104	56	44	74
~231 (178)*****	~206	150 (макс. 315)	230 (макс. 485)
68	50	35	54
740	1045	1080	690

205	732	1693×2	1661×2
208 (264)	63 (8×8)	18×2	18×2
61×16	177	195	235

лы

10,9 (9,5)*****	12,52	13,6	13,6
0,7	0,86	0,9	0,9
Циркалой-4	Циркалой-2	Zr—1% Nb	
14,3	16,26	Симметрично по круговой решетке	
9,08	10,57	11,48	11,48
>10,2	~10,5	~10,4	~10,4

лис-6» ФРГ, а также к ряду сооружаемых АЭС в США по проектам фирм «Вестингауз

«Дженерал электрик» (США).

каналов (Ø 80 мм и h=7000 мм), в скобках указан объем вместе с графитовой кладкой.

этапа эксплуатации, а в скобках — для расчетного режима постоянной эксплуатации (при

ловыделения; вместо 208 размещено 264 твэла диаметром 9,5 мм и 24 пэла, образующих

кампания для штатной топливной загрузки с обогащением x=4,4 %.

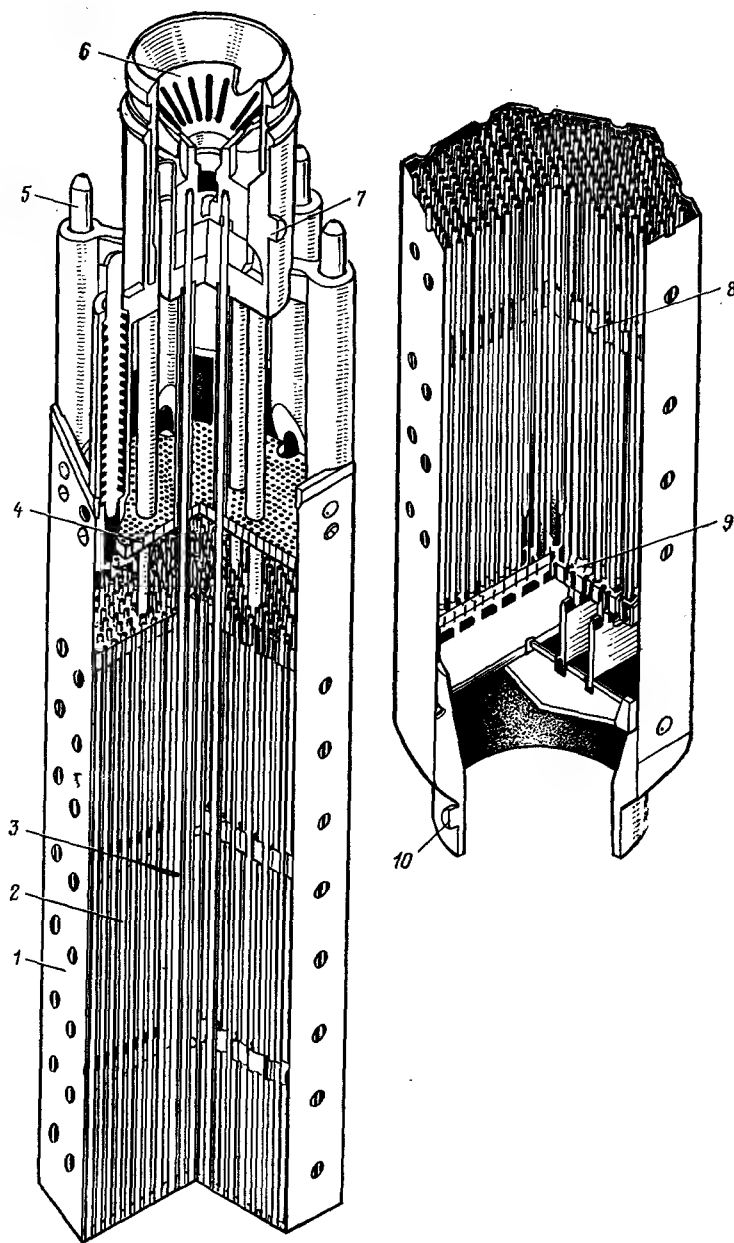


Рис. 9.5. ТВС активной зоны головного реактора ВВЭР-1000 (для серийных блоков применяются ТВС без кожухов):

1 — шестигранный циркониевый кожух; 2 — твэл; 3 — поглощающий стержень СУЗ; 4 — верхняя решетка ТВС; 5 — штырь; 6 — верхняя головка ТВС; 7 — отверстие для контрольного; 8 — дистанционирующая решетка; 9 — нижняя решетка ТВС; 10 — отверстие

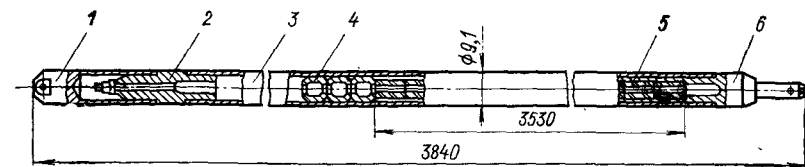


Рис. 9.6. Твэл реактора ВВЭР-1000:

1 — нижний наконечник; 2 — промежуточная заглушка; 3 — оболочка твэла; 4 — распорные втулки-фиксаторы; 5 — таблетки; 6 — верхний наконечник

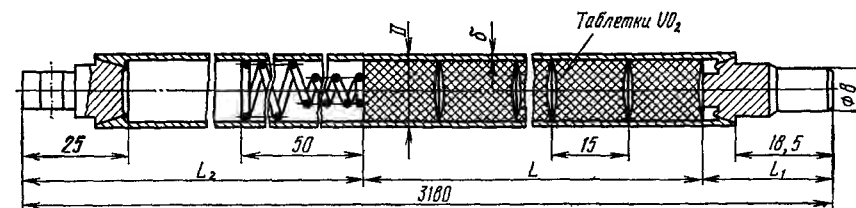


Рис. 9.7. Твэл реактора АСТ-500 (размеры, мм: $L=3000$; $L_1=24$; $L_2=156$; $D=13,6$; $\delta=0,95$; обогащение урана: 1,0; 1,6; 2 %)

2. Материалы, применяемые в твэле (оболочка, топливная композиция, наполнитель и др.), должны быть химически совместимы и диффузионно стабильны, т. е. должно исключаться такое взаимодействие между ними, которое может привести к недопустимому изменению состава и формы сердечника и свойств оболочки (охрупчиванию, потере пластичности, прочности и герметичности). Материал оболочки должен иметь малую растворимость и высокую коррозионно-эрозионную стойкость в среде теплоносителя при соблюдении соответствующего его химического состава и режима очистки.

3. Конструкция и технология изготовления твэлов должны исключать возможность появления локальных перегревов оболочки. Отсюда вытекают требования равномерного распределения делящихся материалов по длине и сечению твэла, обеспечения необходимых расходов и скоростей теплоносителя, выбора соответствующих зазоров и сечений в межтвэльном пространстве с учетом возможных их изменений в процессе эксплуатации.

4. Применяемые в активной зоне конструкционные материалы должны иметь минимальное сечение захвата нейтронов.

5. Конструкции твэлов и ТВС должны быть технологичны для массового изготовления.

6. При выборе конструкции и материалов ТВС и твэлов должна учитываться возможность применения промышленно освоенной, а если новой, то относительно простой и дешевой технологии разделки отработавших твэлов для растворения и химической переработки отработавшего топлива.

Важнейшими характеристиками режимов работы ядерного топлива в активной зоне реактора и удельной энергонапряженности топлива служат следующие основные показатели:

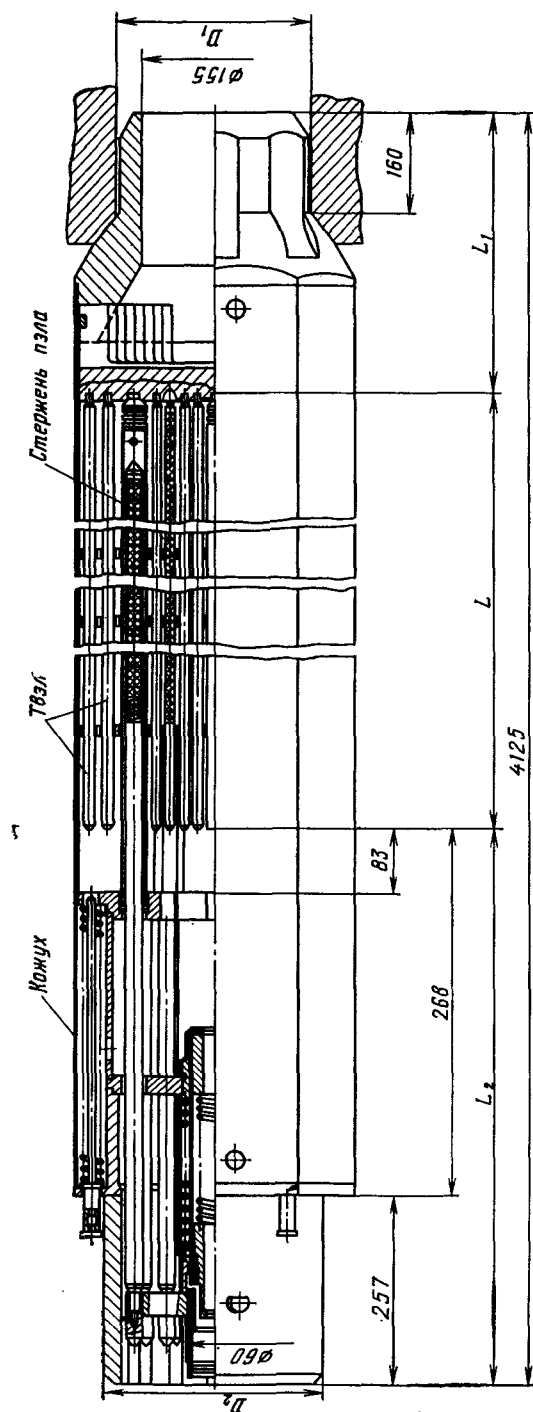


Рис. 98. ТВС реактора АСТ-500 (размеры, мм: $L=3180$; $L_1=420$; $L_2=525$; $D_1=184,6$; $D_2=212$; под ключ $s=238$; $\delta=1,5$; масса — 800 кг)

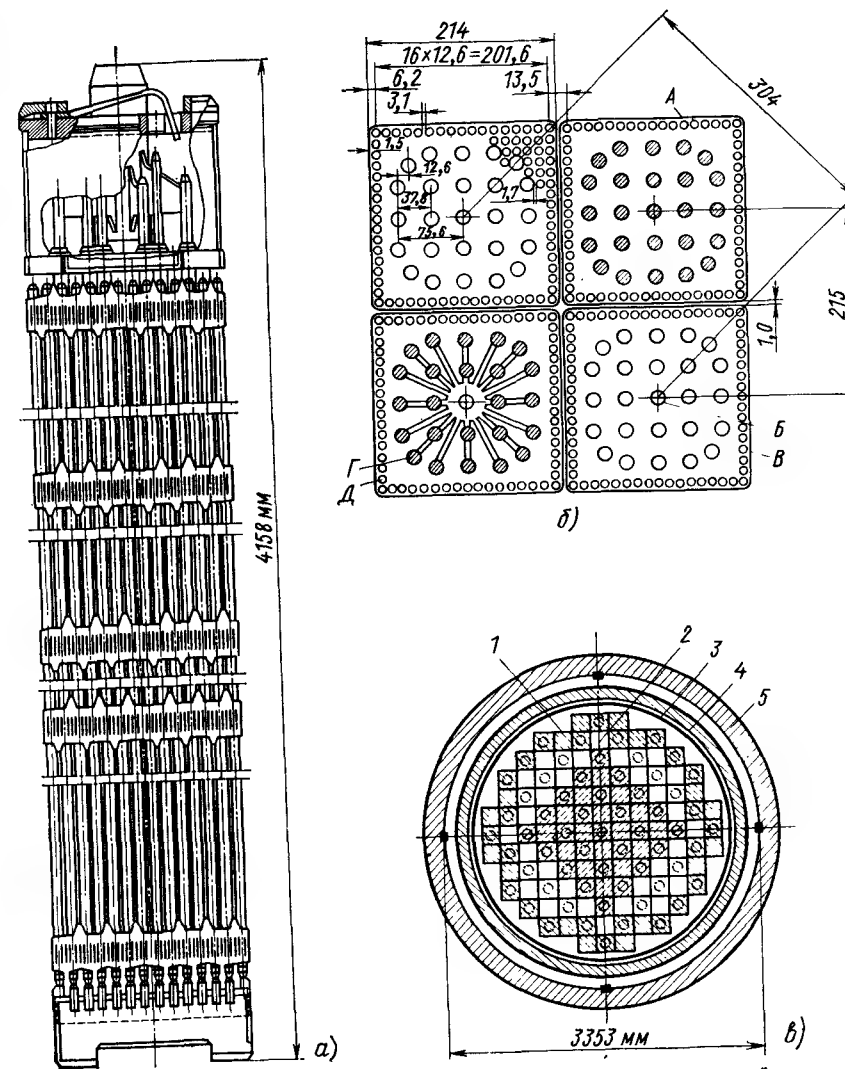


Рис. 99. ТВС реактора PWR (а, б) и поперечное сечение активной зоны (в): А — ТВС с кластерной сборкой поглощающих элементов СУЗ; Б — измерительный канал; В — ТВС без сборки СУЗ; Г — поглощающий элемент СУЗ; Д — твэлы (264 шт.) (наружный диаметр 9,5 мм; толщина оболочки 0,6 мм); 1 — сборка с пэлами; 2 — сборка без пэлов; 3 — выемная корзина; 4 — экран; 5 — корпус

удельная энергосработка (средняя по активной зоне и максимальная локальная) с единицы массы топлива за период его работы в реакторе*, МВт·сут/т; кВт·ч/кг;

* Удельная энергосработка эквивалентна количеству разделившихся нуклидов в единице массы топлива, загруженного в активную зону реактора. Она характеризует глубину выгорания ядерного топлива в реакторе и является мерой фактически реализуемого в данном реакторе теплосодержания ядерного топлива, так как $1 \text{ МВт} \cdot \text{сут} / \text{т} = 24 \text{ кВт} \cdot \text{ч} / \text{кг} = 20 \text{ 640 ккал} / \text{кг} = 86,4 \text{ МДж} / \text{кг} = 2,95 \text{ кг у. т.}$

20*

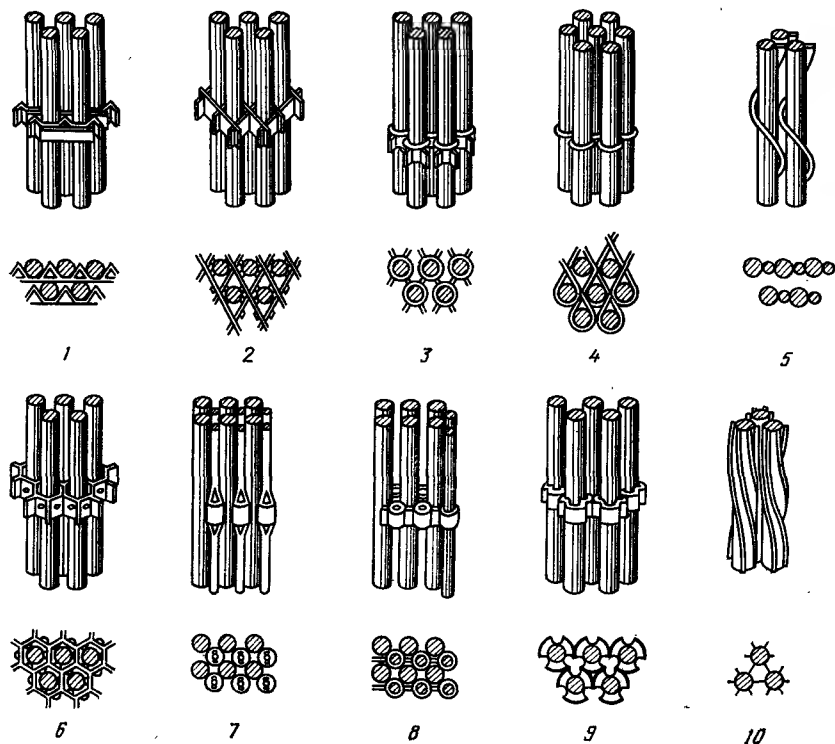


Рис. 9.10. Дистанционирующие решетки ТВС со стержневыми твэлами:
1 — треугольный тип; 2 — ромбический; 3 — кольцевой; 4 — петлевой; 5 — стержни, обвитые проволокой; 6 — сотовый тип (треугольное расположение); 7 — трубчатые дистанционирующие прокладки, соединенные по оси; 8 — трубчатые дистанционирующие прокладки с поперечной связью; 9 — ленточная фигурная дистанционирующая решетка; 10 — шесть спиральных ребер на каждом стержне

средняя удельная тепловая мощность, или тепловая энергонапряженность, единицы массы топлива, загруженного в активную зону реактора, МВт/т; кВт/кг;

удельная объемная мощность (средняя и максимальная), или объемная энергонапряженность активной зоны, кВт/л;

линейная плотность тепловыделения (средняя и максимальная) по длине оболочки твэла, Вт/см;

плотность теплового потока (средняя и максимальная) на теплоотдающей поверхности оболочки твэла, Вт/см².

9.2. ДИОКСИД УРАНА. ИЗГОТОВЛЕНИЕ ТАБЛЕТОК

В настоящее время диоксид урана UO_2 является самым распространенным и хорошо освоенным в промышленном производстве видом керамического ядерного топлива, используемого на АЭС. Это топливо применяется почти во всех современных водоохлажда-

емых реакторах, включая кипящие и тяжеловодные, а также в реакторах на быстрых нейтронах.

Диоксид урана — вещество темно-коричневого цвета, обладает высокой твердостью и хрупкостью, отличается от других кислородных соединений урана способностью испаряться без разложения. При рабочих температурах давление паров низкое, при 2360 °С оно составляет около 1 мм рт. ст. (133,3 Па). UO_2 — полупроводник, его удельная теплопроводность при 20 °С весьма низка, но с увеличением температуры возрастает. Температурный коэффициент линейного расширения UO_2 несколько увеличивается с ростом температуры и при 24—400 °С равен 9,0 1/°С, при 400—800 °С — 11,0 1/°С, а при 800—1260 °С —

$13 \cdot 10^{-6}$ 1/°С. Диоксид урана не взаимодействует со щелочами и водой (до температуры 300 °С), с трудом растворяется в слабо-разбавленных соляной и серной кислотах, но хорошо растворяется в азотной кислоте и смесях ее с соляной и плавиковой кислотами.

Основные качества диоксида урана, обеспечившие широкое применение в ядерной энергетике, следующие:

высокая температура плавления (близкая к 2800 °С);

химическая устойчивость в широком диапазоне температур по отношению ко многим теплоносителям и замедлителям, таким, как вода, водяной пар, углекислый газ, натрий;

удовлетворительная совместимость в рабочем диапазоне температур с различными материалами оболочек (нержавеющая сталь, циркониевые сплавы, графит, алюминий, никель, медь, молибден, ниобий и др.);

возможность получения высокой плотности таблеток (выше 95% теоретического значения), что позволяет обеспечить хорошее удержание продуктов деления;

приемлемая радиационная стойкость при больших ($\sim 10^{14}$ нейтр./см²·с) и интегральных ($\sim 10^{22}$ нейтр./см²) плотностях потоков при температурах, близких к точке плавления диоксида, что является следствием изотропности структуры. Изотропность UO_2 позволяет также эффективно осуществлять процесс высокотемпературного спекания.

Наряду с этими достоинствами диоксид урана обладает серьезным недостатком — очень малой теплопроводностью, резко снижающейся с увеличением температуры (рис. 9.11). Малая теплопроводность вызывает появление в твэле очень резких перепадов температуры от центра сердечника к периферии (к оболочке). Например, в твэле реактора на быстрых нейтронах температура диоксида

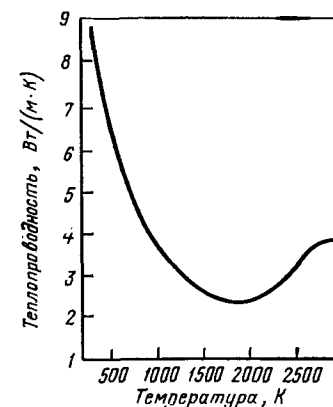


Рис. 9.11. Изменение теплопроводности UO_2 в зависимости от температуры при плотности 95 % (теоретической)

в центре таблетки радиусом 2,7—3 мм при работе на максимальной мощности может превосходить 2000 °С, в то время как максимально допустимая температура на поверхности стальной оболочки, омываемой жидким натрием (350—550 °С), не должна превышать 700 °С, т. е. температурный перепад в ~1500 °С будет иметь место на длине радиуса менее 3 мм.

Теплопроводность диоксида резко снижается при увеличении температуры до 1200—1600 °С. Она слабо зависит от флюенса нейтронов, но весьма чувствительна к стехиометрическому составу, к соотношению атомов кислорода и урана (О:U). Практически используемый диоксид урана имеет состав не UO_2 , а UO_{2+x} , где x может изменяться от 0 до 0,2. При производстве порошков и спеченных таблеток стремятся к получению состава, максимально близкого к стехиометрическому, допуская значение x не более нескольких сотых. При облучении нестехиометричность способствует росту зерна и выделению газообразных продуктов деления.

Порошок UO_2 гигроскопичен, легко окисляется на воздухе при комнатной температуре. Обращение с диоксидом урана требует применения защитных средств — инертной сухой атмосферы или хорошего вакуума. Содержание влаги в исходном (для приготовления шихты и прессования) порошке UO_2 не должно превышать 0,1 %.

Спеченный при температуре 1600—1700 °С диоксид урана на воздухе становится более устойчивым к окислению. Но и в этих условиях могут происходить недопустимое насыщение влагой и адсорбционное насыщение поверхности кислородом воздуха. Поэтому перед укладкой в оболочки готовые таблетки из диоксида урана подвергают сушке, гарантирующей удаление влаги и адсорбированного кислорода. Неудаленная влага (и водород) способствует гидрированию материала оболочки и может привести к его разрушению и разгерметизации твэла. При взаимодействии с водой стехиометрический состав UO_2 заметно меняется, доходя до $UO_{2,2}$, что резко ухудшает теплопроводность. Если при нарушении герметичности через трещину в оболочке внутрь твэла будет просачиваться вода (теплоноситель), это может вызвать развитие аварии: локальный перегрев, распухание и разрушение твэла.

К недостаткам UO_2 как топлива для реакторов на быстрых нейтронах следует отнести значительное влияние присутствующего в диоксиде кислорода на замедление быстрых нейтронов, что приводит к некоторому снижению коэффициента воспроизводства топлива.

Диоксид урана применяется в твэлах в виде брикетов (таблеток или стерженьков), которые получают холодным прессованием с последующим спеканием в печи при температурах 1600—1700 °С в безокислительной атмосфере. Чем выше температура спекания, тем выше плотность брикетов. Схема процесса изготовления таблеток из UO_2 показана на рис. 9.12.

Ведутся исследования по вибрационному уплотнению гранулированного (до нескольких десятков и сотен микрометров) порошка

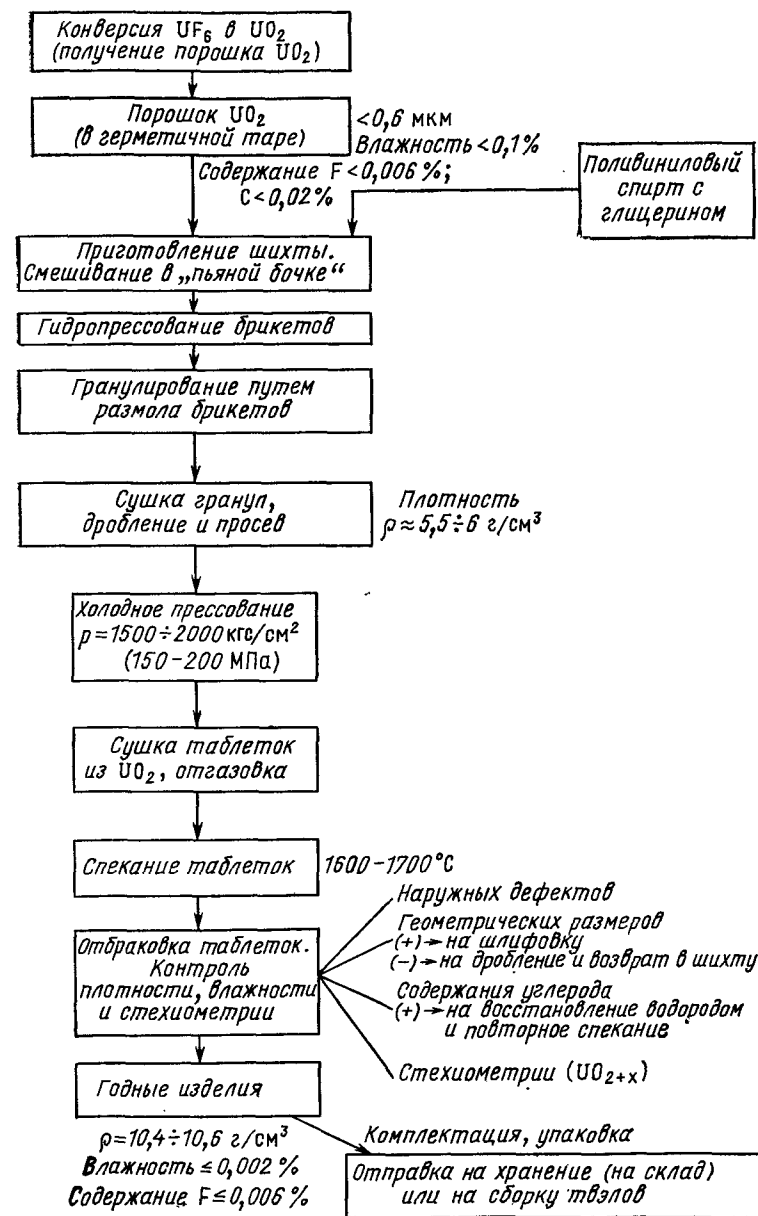


Рис. 9.12. Схема процесса изготовления таблеток из UO_2

UO₂, засыпаемого в оболочки твэлов («холодный» процесс). При этом достигается плотность сердечника около 9 г/см³.

Конверсия UF₆ в UO₂. В технологии и экономике производства уранового оксидного топлива важное место занимает конверсия обогащенного урана, поступающего с разделительных заводов в виде UF₆, в диоксид урана UO₂. Весь обогащенный уран проходит эту стадию. Применяются как «мокрые», так и «сухие» методы, каждый из которых имеет свои достоинства и недостатки.

В США, Великобритании и ФРГ тонкодисперсные порошки UO₂ получают преимущественно «мокрым» АУК-процессом. Суть его состоит в следующем. При пропускании газообразного UF₆ через водный раствор, содержащий карбонат аммония (NH₄)₂CO₃, образуется нерастворимый осадок аммонийуранилкарбоната (АУК) (NH₄)₄UO₂(CO₃)₃. При термообработке (550—650 °С) АУК разлагается, образуя UO₃, которая затем восстанавливается до UO₂. Схема АУК-процесса, применяемая на заводах ФРГ (фирма NUKEM), приведена на рис. 9.13.

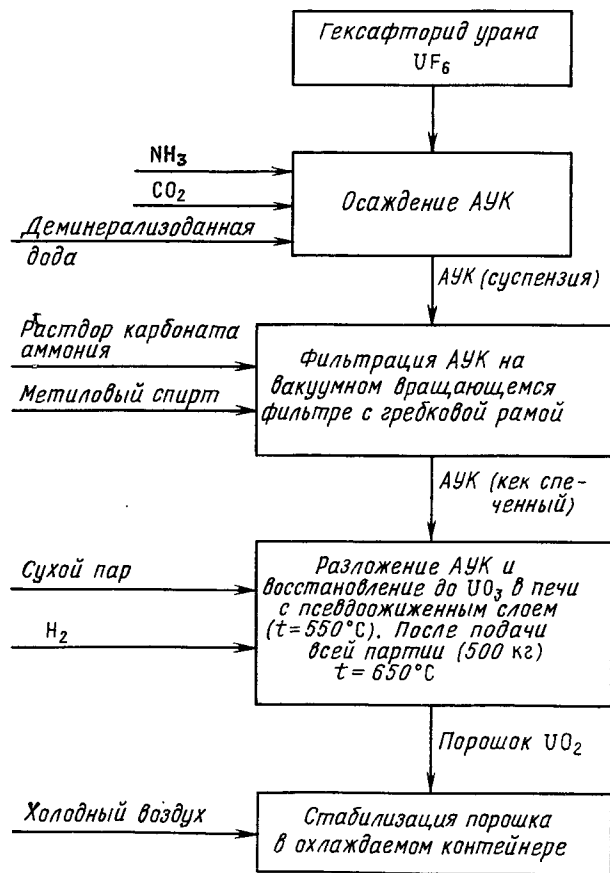


Рис. 9.13. Схема конверсии UF₆ в UO₂ «мокрым» АУК-процессом (ФРГ)

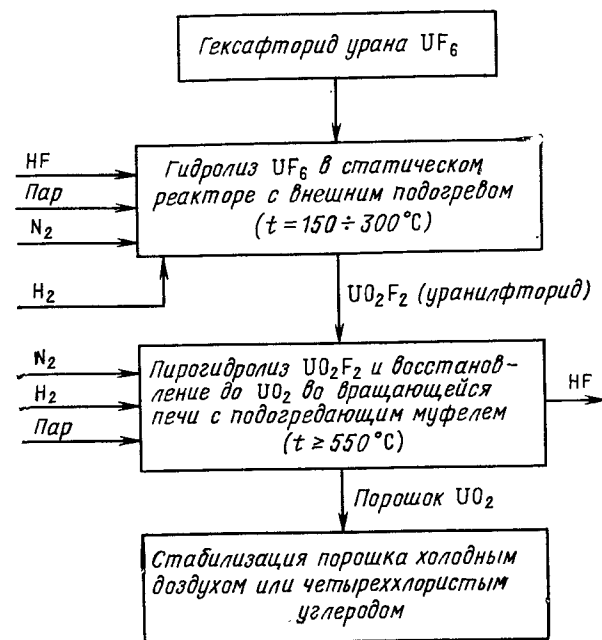


Рис. 9.14. Схема конверсии UF₆ в UO₂ «сухим» пирогидролитным методом

Порошки обогащенной UO₂ получают по «сухой» технологии (пирогидролит) непосредственно также из UF₆, воздействуя на него водяным паром в специальных реакторах, где применяется обычно двухстадийный процесс: сначала получают UO₂F₂ или UF₄, а затем UO₂. Фтор при этом процессе образует плавиковую кислоту, которая поступает на сублиматный завод для получения UF₆. На рис. 9.14 показана технологическая схема пирогидролитного процесса, применяемая во Франции.

Диоксид урана может быть получен в виде очень тонкодисперсного порошка (крупностью несколько десятых долей микронметра) восстановлением в водороде некоторых соединений урана (UO₃, U₃O₈, диураната аммония, пероксида, оксалата урана), а также окислением водяным паром металлического урана или гидрата урана.

Тонкодисперсные порошки UO₂ неудобны и трудны для прессования из них брикетов, поэтому они проходят предварительную стадию гранулирования перед прессованием (при мокрой связке) и просушку. На спекаемость порошков большое влияние оказывают пористость, удельная площадь поверхности (м²/г), плотность и размер кристаллов.

При автоматическом холодном прессовании к сухим порошкам добавляют сухую (например, беганат цинка) или жидкую (типа вазелина со спиртом) связку на органической основе, которая за-

тем при спекании выгорает, влияя на характеристику таблеток по пористости. Прессование проводится в металлических пресс-формах, размеры которых выбирают с учетом усадки при спекании, чтобы получить изделия «в размер» в пределах заданных допусков без последующей шлифовки.

Спеченный диоксид урана — очень твердое и хрупкое соединение. Усилие прессования таблеток выбирается весьма высоким — до $2 \cdot 10^3$ кгс/см² ($2 \cdot 10^2$ МПа). Холодное прессование порошка UO_2 при давлении $(1,4—1,5) \cdot 10^3$ кгс/см³ ($1,4—1,5$ МПа) дает плотность изделия около 6 г/см³. Более высокая плотность достигается в процессе спекания. Теоретическая плотность UO_2 равна 10,96 г/см³. Обычно в промышленном производстве получают плотность таблеток из спеченной UO_2 в пределах 10,4—10,6 г/см³, т. е. 95—97% теоретической.

9.3. МЕТАЛЛИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО НА ОСНОВЕ УРАНА

В начальный период развития ядерной энергетики в реакторах на тепловых нейтронах двухцелевого назначения (например, в английских магноксовых и французских реакторах на природном уране), имевших невысокую энергонапряженность и малую глубину выгорания, широко использовалось и продолжает использоваться металлическое урановое топливо. Ныне на всех строящихся и эксплуатируемых АЭС с легководными и тяжеловодными реакторами применяется преимущественно керамическое (оксидное) топливо. Причины этого перехода — несовместимость металлического урана с водой, что будет иметь место в случае разгерметизации твэлов, и нестабильность размеров уранового топлива при облучении, особенно в условиях большой глубины выгорания топлива, высоких флюенсов нейтронов и температур.

Взаимодействие металлического урана с нагретой водой приводит к быстрому гидратированию, окислению и растворению урана. Скорость коррозии металлического урана в воде при 300 °С очень высока — примерно 9 г/(см²·ч). Таким образом, при потере герметичности твэла окисление и вымывание урана вызовут сильное загрязнение радиоактивными продуктами деления всего контура теплоносителя.

Изменение размеров твэлов при облучении в условиях эксплуатации обусловлено несколькими физическими явлениями: радиационным ростом, распуханием, ползучестью и др. Обычно различают три области: 1) область радиационного роста и радиационно-ускоренной ползучести — при температурах до 500 °С; 2) область кавитационного (катастрофического) распухания — 370—520 °С; 3) область газового распухания (свеллинга) — выше 500 °С.

Радиационный рост металлического урана обусловлен анизотропным изменением размеров отдельных зерен урана в процессе облучения и возникающими при этом напряжениями.

Кавитационное распухание заключается в образовании пор неправильной формы и наблюдается при температурах, когда еще

сохраняются напряжения радиационного роста, но происходит значительное разупрочнение урана и, в первую очередь, разупрочнение по границам зерен.

Газовое распухание обусловлено выделением газообразных продуктов деления и ростом пузырьков инертных газов (гелия, криптона и др.).

Переход на оксидное топливо для обеспечения большей надежности работы реактора заставил пожертвовать несомненными достоинствами металлического топлива. К ним относятся высокие теплопроводность и плотность (теоретическая плотность 18,7 г/см³, у оксидного — 10,96 г/см³), лучший баланс нейтронов и вследствие этого меньший расход природного урана в реакторах на тепловых нейтронах (или снижение обогащения), простота и сравнительно невысокая стоимость изготовления топлива методом безотходной калибровки и совместного обжата оболочки и сердечника, возможность получения высокой плотности энерговыделения и тем самым уменьшения объема активной зоны, достижение более высоких коэффициентов воспроизводства, особенно в реакторах на быстрых нейтронах. Все эти достоинства металлического топлива не потеряли своей технической и экономической привлекательности и в современный период развития ядерной энергетики.

В последнее время в ряде стран настойчиво проводятся исследования в надежде обойти препятствия и снова открыть дорогу

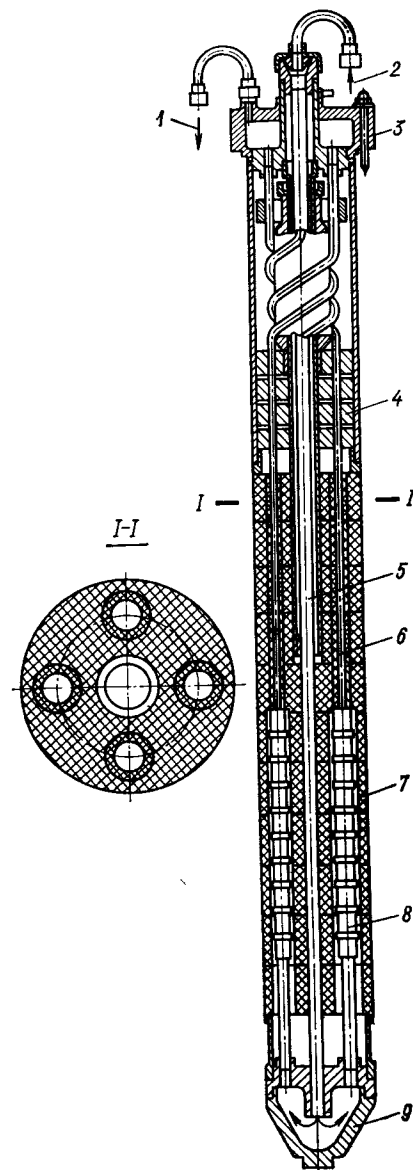


Рис. 9.15. Технологический канал с четырьмя кольцевыми твэлами Первой АЭС (Обнинск):

1 — выход теплоносителя; 2 — вход теплоносителя; 3 — верхний коллектор; 4 — отражатель; 5 — трубка подвода воды; 6 — внутренняя трубка твэла; 7 — графитовые кольца; 8 — твэл; 9 — нижний коллектор-распределитель воды

широкому применению легированного (Mo, Zr, Si, Fe, Al и др.) металлического урана в твэлах легководных реакторов с оболочками из циркониевых или алюминиевых сплавов (с которыми он совместим) и в твэлах с оболочками из легированных и нержавеющей сталей в зонах воспроизводства, а возможно, и в активных зонах реакторов на быстрых нейтронах.

Легирование урана молибденом (до 10%), цирконием, ниобием, кремнием значительно увеличивает его коррозионную стойкость в воде, снижает рост зерен, повышает размерную устойчивость при температуре до 600 °С.

Снижение распухания твэлов, выполненных из корректированного (слабым легированием) металлического урана, достигается также путем образования (при прессовании) в топливном сердечнике центрального отверстия, занимающего 5—20% внутритвэльного объема. Создаваемая полость является сборником газообразных продуктов деления и компенсатором объемного расширения топлива. При этом оболочки твэлов выполняются жесткими, чтобы противостоять газовому распуханию. При изготовлении принимаются меры по обеспечению плотного контакта внутренней поверхности оболочки с сердечником. Эксперименты показывают, что в слаболегированном молибденом, кремнием, цирконием и другими металлами металлическом урановом топливе можно получать максимальную глубину выгорания до 20 000 МВт·сут/т.

При прямой замене оксидного уранового топлива металлическим по оценкам фирмы «Вестингауз электрик» для реактора PWR электрической мощностью 1000 МВт стоимость изготовления топлива снижается в ~3 раза (в ценах 1970 г. 28 дол/кг вместо 90 дол/кг), стоимость переработки — в 1,5 раза. Необходимое обогащение составляет 1,8% вместо 3,3%.

Наибольший эффект (до 12%) может быть получен при применении металлического топлива в тяжеловодных реакторах и в реакторах на быстрых нейтронах, где можно ожидать увеличения коэффициента воспроизводства ориентировочно на 0,15—0,20 за счет меньшего смягчения спектра нейтронов и большей плотности топлива.

Металлический уран, легированный молибденом, в виде крупки, диспергированной в теплопроводной матрице, был успешно применен в конструкции твэлов топливных каналов Первой АЭС (рис. 9.15), что позволило реактору надежно работать с высоким выгоранием топлива при значительных тепловых нагрузках.

9.4. ЦИРКОНИЕВЫЕ СПЛАВЫ ДЛЯ КАНАЛОВ, ТВС И ТВЭЛОВ

В настоящее время циркониевые сплавы как конструкционные материалы применяются во всех легководных и тяжеловодных энергетических реакторах для изготовления оболочек твэлов, кожухов и дистанционирующих решеток сборок твэлов, а также в трубах технологических каналов (тяжеловодные канадские реакторы и водографитовые кипящие реакторы РБМК). Такое положение

в современной ядерной энергетике цирконий завоевал благодаря комплексу исключительных свойств, отвечающих основным требованиям к реакторным материалам.

Циркониевые сплавы обладают:

высокой «прозрачностью» для тепловых нейтронов [имеют малые сечения ($\sim 0,18$ — $0,19$ б) радиационного захвата нейтронов]; достаточной стойкостью к коррозионному воздействию воды, пара и реакторных сред при рабочих давлениях и температурах; высокой теплопроводностью ($\lambda = 0,04$ кал/(см·с·град) [$\sim 167,5$ Вт/(м·град)]);

хорошей химической совместимостью с ядерным топливом; приемлемой механической прочностью и пластичностью при облучении при повышенных температурах.

В США, Канаде и Западной Европе для оболочек твэлов, кожухов и каналов легководных и тяжеловодных реакторов применяются два основных циркониевых сплава: циркалой-4 и циркалой-2 (табл. 9.3); первый используется преимущественно для твэлов реакторов PWR, второй — для реакторов BWR.

Таблица 9.3. Химический состав и механические свойства циркониевых сплавов

Параметр	Циркалой-2	Циркалой-4	Сплав Н-1	Сплав Н-2,5
Химический состав, %;				
Zr	98,6—97,8	98,4—97,8	~99,0	~97,5
Nb	—	—	1,0	2,5
Sn	1,2—1,7	1,2—1,7	—	—
Fe	0,05—0,15	0,18—0,24	—	—
Cr	0,07—0,20	0,07—0,13	—	—
Ni	0,03—0,08	—	—	—
Σ (Fe+Cr+Ni)	0,18—0,38	—	—	—
Σ (Fe+Cr)	—	0,28—0,37	—	—
O ₂	0,09—0,15	0,10—0,15	—	—
N ₂	<0,006	<0,006	—	—
Механические свойства при 20 °С;				
предел прочности σ_B , кгс/мм ² (МН/м ²)*	48 (470)	48 (470)	28—31 (274—304)	40—48 (392—470)
предел текучести $\sigma_{0,2}$, кгс/мм ² (МН/м ²)	31 (304)	31 (304)	21—26 (206—255)	36—44 (353—430)
относительное удлинение δ , %	28—40	28—40	37—50	17—26
при 300 °С:				
предел прочности σ_B , кгс/мм ² (МН/м ²)	22 (218)**	22 (218)**	15—19 (147—186)	22—34 (236—333)
предел текучести $\sigma_{0,2}$, кгс/мм ² (МН/м ²)	11 (109)**	11 (109)**	12—16 (117—157)	20—30 (196—294)
относительное удлинение δ , %	~30	~30	47—54	19—31

* 1 кгс/мм² $\approx$ 9,8 МН/м².

** При 350 °С (623 К).

В СССР разработан, освоен и успешно применяется для оболочек твэлов в реакторах ВВЭР и РБМК цирконий-ниобиевый сплав Н-1 (Zr — 1% Nb), а для чехлов сборок твэлов и технологических каналов — Н-2,5 (Zr — 2,5% Nb).

Важнейшими предпосылками для надежной эксплуатации в реакторах оболочек твэлов, труб и конструктивных элементов активной зоны, выполненных из циркониевых сплавов, являются их длительная коррозионная стойкость и сохранение пластических свойств. Наиболее опасный процесс, ведущий к охрупчиванию и появлению в циркониевых трубах трещин, — их гидрирование водородом, выделяющимся из воды как при окислительных процессах (коррозии), так и при ее радиолизе. О влиянии наводороживания на механические свойства циркониевых сплавов говорят следующие данные:

Содержание H ₂ , %	0	0,04	0,08	0,1
Относительное удлинение δ, %	37	32	20	18
Предел прочности σ _B , кг/мм ² (МН/м ²)	30 (294)	34 (333)	43 (420)	50 (490)

При длительном облучении циркониевых сплавов повышаются их прочностные свойства, но ухудшается пластичность (табл. 9.4).

Механические свойства оболочек из циркониевых сплавов при облучении флюенсом нейтронов ~10¹⁸ нейтр./см² меняются мало, при дальнейшем увеличении флюенса идет плавное изменение и при ~10²¹ нейтр./см² в 2 раза увеличиваются показатели прочности, но в то же время в 2 раза уменьшается общее и в 5—6 раз равномерное относительное удлинение.

Коррозионная стойкость циркониевых сплавов в воде и водяном паре существенно повышается при удалении поверхностных дефектов, возникающих при прокатке и механической обработке, путем травления на глубину 25—50 мкм труб для оболочек твэлов и деталей сборок в растворе из смеси азотной и плавиковой кислот.

Таблица 9.4. Влияние облучения на механические свойства оболочек твэлов 9,1/0,65 мм из сплава Н-1 (испытания кольцевых образцов)

Объект испытаний	Температура испытаний, °C	σ _B , кгс/мм ² (МН/м ²)	σ _{0,2} , кгс/мм ² (МН/м ²)	δ, %	
				общее	равномерное
Исходные образцы (отжиг при 580 °C)	20	28 (274)	24 (236)	44	27
	350	15 (147)	12 (117)	46	25
	20	28 (274)	24 (236)	43	27
Образцы после выдержки в воде при 260—280 °C в течение 13 000 ч без облучения	350	16,5 (162)	14 (137)	46	20
Образцы, находившиеся в воде при 280 °C, облученные флюенсом 4,6·10 ²⁰ нейтр./см ²	350	38 (370)	36 (353)	27	4

Этот процесс травления широко применяется в технологии производства изделий из циркониевых сплавов. Равномерная оксидная пленка ZrO₂ придает поверхности циркониевых сплавов темный, почти черный цвет и является защитой против взаимодействия с кислородом и водородом до тех пор, пока на ней нет дефектов. Сдерживают коррозию также пленки, образующиеся на сплавах циркония, легированных железом и медью, а легирование ниобием понижает активность процесса поглощения водорода.

При температуре выше 350—360 °C циркониевые сплавы быстро корродируют. При этой температуре в условиях облучения увеличивается гидратирование циркония. Исследования коррозии сплава Н-1 в воде при 350 °C и 168 ат (16,8 МПа) показали, что увеличение массы образцов за первые 4000 ч составило 2 мг/см², через 13 000 ч (1,5 года) — 3 мг/см², через 22 000 ч — 4 мг/см². Испытаниями установлено и эксплуатацией подтверждено, что циркониевые сплавы могут успешно работать в реакторах при температурах стенок оболочки твэла, не превышающих 350 °C.

Ведутся исследования по созданию многокомпонентных циркониевых сплавов, допускающих надежную работу при температурах 450—500 °C, что позволило бы осуществить в водоохлаждаемых реакторах ядерный перегрев пара и тем самым повысить термодинамический КПД АЭС*.

Опыт эксплуатации АЭС и данные петлевых испытаний твэлов при облучении показывают, что оболочки из сплава Н-1 позволяют достигать высоких значений глубины выгорания. Максимальное значение экспериментально полученной удельной энерговыработки на отдельных петлевых сборках составляет 70 000 МВт·сут/т (для твэлов реактора ВВЭР) и 50 000 МВт·сут/т (для твэлов реактора РБМК).

Потребности в циркониевых сплавах и особенности их производства. Преимущественное развитие ядерной энергетики с водоохлаждаемыми реакторами на тепловых нейтронах, большие масштабы и темпы строительства АЭС потребовали резкого повышения производства циркония. Выплавка циркониевой губки — исходного сырья для выплавления слитков — в США в 1970 г. составила 1170 т в год, а за пятилетие (к 1976 г.) удвоилась и должна увеличиться к 1990 г. еще в 2—3 раза. Производство проката из циркониевых сплавов, используемого для ядерной энергетики в капиталистических странах (США, Канаде, Японии, ФРГ, Франции, Швейцарии), составило в 1975 г. 1260 т, а в 1980 г. 2800 т.

Основным промышленным сырьем для получения циркония и его соединений являются циркон (силикат циркония ZrO₂ — SiO₂), в котором цирконий составляет 49,5 %, а также бадделейт (ZrO₂ — 79,9% Zr). Эти минералы в количестве 0,5—3% встречаются в ти-

* В настоящее время получены положительные результаты по созданию более коррозионно-устойчивых сплавов для оболочек твэлов, позволяющих повысить температуру стенок до 450 °C для водоохлаждаемых реакторов на тепловых нейтронах.

тансодержащих песках (рутилах и ильменитах). Имеются и богатые залежи циркона с содержанием в рудах до 20—30%. Основные месторождения циркона (~70%) находятся в Австралии и США. Богатые россыпи (с содержанием до 8% циркона) имеются в черных прибрежных песках шт. Керала в Индии, а также в Бразилии и Гренландии. Из добывающих и перерабатывающих цирконий стран, являющихся и его экспортерами, на первом месте стоят США, затем Франция, Япония. В СССР организованы добыча циркониевых руд и получение высококачественного реакторного циркония в масштабах, полностью обеспечивающих потребности развития ядерной энергетики и других отраслей народного хозяйства.

Кроме ядерной энергетики, которая потребляет ~90% получаемого металла, цирконий и его соединения используются в металлургии для легирования сталей, в производстве керамики, эмалей, огнеупоров, фарфора (в виде ZrO_2).

Природный цирконий $^{91}_{40}Zr$ состоит из пяти стабильных изотопов. В металлическом состоянии цирконий похож на сталь, его плотность 6,25 г/см³. Температура плавления ~1830 °С, кипения ~2900 °С. Температурный коэффициент линейного расширения $5,8 \cdot 10^{-6}$ 1/°С, удельная теплоемкость при 20 °С 0,069 кал/(г·К) [0,288 кДж/(кг·К)]. В обычных условиях металлический цирконий устойчив в воде и на воздухе, но активно поглощает газы (O_2 , N_2 , H_2) и в результате становится хрупким: при нагреве до температуры 400—600 °С покрывается защитной оксидной пленкой.

Особенность циркониевых минералов — присутствие в них до 3% гафния. Как известно, гафний имеет весьма большое сечение захвата тепловых нейтронов (105—115 б), превышающее в ~600 раз сечение захвата циркония. Для применения в ядерных реакторах необходимо, чтобы содержание гафния в цирконии не превышало 0,01%. Очистка циркония от гафния ввиду большого химического сродства между ними представляет собой сложный и дорогостоящий технологический процесс. Наилучшую очистку обеспечивает иодидный процесс, когда в вакууме на раскаленную проволоку из объема, заполненного газообразным иодистым цирконием, высаживаются кристаллы чистого циркония (термическая диссоциация). Высокие показатели очистки циркония от гафния получают и методом экстракции или дробной возгонки.

Получение циркония из минеральных рудных концентратов включает три основных процесса:

- разложение руд и извлечение из них циркония хлорированием, карбидизацией или выщелачиванием;
- отделение и очистка циркония от гафния;
- восстановление металла магнием или кальцием, в результате чего получают губчатый цирконий.

В СССР для получения реакторного циркония применяется и иодидный метод, и более дешевый — электролизный, проводимый в закрытых электролизерах. Переплавка циркония осуществляется в электродуговых печах в вакууме или в атмосфере инертного газа.

9.5. ПРОИЗВОДСТВО ЦИРКОНИЕВЫХ ТРУБ ДЛЯ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ

Более 80 % циркония, используемого в ядерных реакторах, идет на производство труб для оболочек твэлов, каналов, остальное — на прутки, листы, полосы. Тонкостенные трубы для оболочек твэлов диаметром 13,6 и 9,15 мм, применяемые в реакторах РБМК и ВВЭР, изготавливают по следующей схеме:

- 1) заготовка под прессование;
- 2) нагрев и горячее прессование гильз;
- 3) подготовка гильз под холодную прокатку (удаление окалины, обрезка концов, разрезка «в размер»);
- 4) холодная прокатка на трубных станах — две последовательные операции со степенью деформации ~65 % и затем одна-две операции чистой прокатки на роликовых станах для получения готовой трубы с заданными точными размерами. Перед каждой операцией прокатки проводятся обезжиривание, травление, вакуумный отжиг. Таким образом, холодная прокатка позволяет из гильзы получить трубки диаметром 13,75/11,7 или 9,15/7,7 мм;
- 5) отделочные операции: травление с доведением до заданного размера по диаметру, промежуточный и окончательный отжиг. Отправка и приемка ОТК с контрольными обмерами диаметров, толщины стенки, кривизны; перископический контроль внутренней поверхности и поверхностных дефектов.

Аналогичным образом изготавливают и трубы для технологических каналов реакторов РБМК. На комплектование технологических каналов реактора РБМК-1000 расходуется в окончательно обработанном виде 104 т труб (диаметром 88/80 мм, длиной 8000 мм) из сплава Н-2,5. Расход циркониевых труб из сплава Н-1, идущих на изготовление полной топливной загрузки активной зоны (61 000 твэлов и комплектующих элементов из циркония для 3386 сборок), в окончательно обработанном виде составляет ~90 т.

Для реакторов ВВЭР циркониевые сплавы применяются для изготовления твэлов и ТВС. На одну комплектную активную зону реактора ВВЭР-1000 требуется циркония (в виде трубок для оболочек диаметром 9,1/0,7 мм и длиной 3840 мм) около 30 т (сплав Н-1), для кожухов и деталей сборок ~5 т, т. е. всего ~35 т.

Все приведенные данные относятся к массе окончательно обработанных циркониевых изделий. Для оценки же действительной потребности в цирконии от химических концентратов до металла с учетом всех пределов, а также определения удельных норм расхода, отнесенных к 1 т или к 1 кг товарной продукции или к 1 МВт электрической мощности реактора, необходимо учитывать общий коэффициент использования металла на всех стадиях переработки от слитка до готовой трубы или листа, а также неизбежные отходы при механической обработке, сборке или отбраковке.

Фактические нормативы расхода циркониевого сырья, металлического циркония и его сплавов в производстве точных тонкостенных труб для оболочек твэлов, каналов и листового проката

зависят от применяемой технологии, масштабов и совершенства организации промышленного производства. Себестоимость и отпускная цена изделий из циркония для ядерной энергетики в большой мере определяются этими факторами.

Затраты и стоимость циркониевого производства. По американским данным (1977 г.) губчатый реакторный цирконий стоил около 20 дол/кг (в 1972 г. — 11—13 дол/кг, а в слитках — 14—18 дол/кг). Цена готовых тонкостенных труб из циркалоя-2 и циркалоя-4 для оболочек твэлов превышает цену циркалоя в слитках в 3—4 раза и в 1972 г. составляла 55—56 дол/кг. Эти цены нестабильны и весьма подвержены конъюнктурным колебаниям почти полностью монополизированного капиталистического рынка.

Структура затрат в производстве 1 т металлического циркония (электролитического) ориентировочно выглядит так: сырье 6—7 %, основные и вспомогательные материалы 32 %, энергозатраты 18—20 %, заработная плата 10—12 %, остальное (34—29 %) — накладные расходы. В энергозатратах основная доля падает на потребляемую электроэнергию для электролиза циркония (удельный расход составляет ~40 000 кВт·ч/т)*.

9.6. ОСОБО ТОНКОСТЕННЫЕ СТАЛЬНЫЕ ТРУБЫ ДЛЯ ОБОЛОЧЕК ТВЭЛОВ

Для оболочек твэлов реакторов на быстрых нейтронах и некоторых типов реакторов на тепловых нейтронах (например, реакторов АМБ Белоярской АЭС и др.) применяются прецизионные особо тонкостенные трубы из нержавеющей стали (толщина стенки 0,2—0,5 мм). Технология производства особо тонкостенных труб может быть проиллюстрирована на опыте французского завода фирмы «Валлореа». Здесь нержавеющие стали выплавляют в открытой дуговой печи с последующим вакуумно-дуговым переплавом. Трубную заготовку диаметром 180 мм с отверстием диаметром 70 мм подвергают прессованию в две стадии: первая — на вертикальном прессе, вторая — на горизонтальном, по специально разработанной технологии, предусматривающей выдавливание из контейнера через фильтры, которые смазываются специальной смазкой в виде тонкой стеклянной пудры. Такой процесс позволяет получать горячедеформированные трубы с хорошим качеством поверхностей, а внутренняя поверхность при этом такова, что не требует расточки. Разностенность составляет 6—10 %.

После прессования трубы проходят термообработку. Затем их подвергают холодной прокатке или волочению, получая трубы диаметром сначала 41×3 мм, затем 25×2 мм, 12×(0,9—1,0) мм.

* На производство 1 т губчатого циркония и образующихся побочных продуктов расходуется в среднем серной кислоты 2,7 т, соляной кислоты 6,4 т, аммиака 3,15 т, пропана 2700 м³, гидроокиси натрия 1,8 т, роданида аммония 0,25 т, метилизобутилкетона 0,3 т. При этом получают побочные продукты: сульфатаммоний — 3,6 т, хлорид аммония — 7 т, хлорид натрия — 2,6 т. Этим и объясняется большая материалоемкость при производстве металлического циркония.

После этого трубы подвергают прокатке до готового размера на станках ХПТР советского производства.

Термообработка труб на промежуточных и окончательном размерах проводится в водородной печи непрерывного действия. Далее следуют разрезка и правка на правильных станах. Трубы подвергают мокрой тонкой шлифовке по наружному диаметру на специальном станке с абразивными ремнями. Трубы упаковываются в пластмассовые решетки, исключаяющие их касание при транспортировании.

Особое значение имеет неразрушающий контроль в процессе производства труб. Поковка после обдирки в размер проверяется ультразвуковым или эхометодом в трех направлениях по диаметру (под углом 120°). Готовая труба на промежуточном переделе подвергается ультразвуковому контролю на наличие продольно и поперечно расположенных дефектов.

Готовые трубы проходят визуальный контроль наружной поверхности и сравнение с эталонами; кроме того, часть внутренней поверхности (~1 %) подвергается контролю путем разрезки и развертки. Проводится ультразвуковая дефектоскопия, и чувствительность дефектоскопа настраивается по испытанным образцам с искусственными рисками глубиной 40±4 мкм и протяженностью 2,5±0,25 мм, расположенными на наружной и внутренней поверхностях вдоль и поперек оси образца.

Толщина стенки измеряется ультразвуковым резонансным методом с погрешностью ±3 мкм, площадь усреднения 3 мм². Наружный диаметр измеряется контактным методом с применением индуктивного датчика с алмазными наконечниками, не оставляющими следа. Погрешность измерения ±1,0 мкм. Внутренний диаметр измеряется пневматическим методом с погрешностью ±1,0 мкм. Результаты контроля всех перечисленных выше измерений записываются на бумагу.

Стоимость производства стальных нержавеющих особо тонкостенных труб (за 1 пог. м) ввиду строгой отбраковки в целях обеспечения высоких технических требований значительна и по отдельным заказам превосходит стоимость труб из циркониевых сплавов.

9.7. ПРОИЗВОДСТВО ТВЭЛОВ ДЛЯ РЕАКТОРОВ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Производство наиболее широко распространенных твэлов из диоксида урана состоит из следующих технологических стадий или переделов.

Подготовка ядерного топлива: приготовление порошков оксидного топлива путем конверсии гексафторида в диоксид урана, прессование и получение спеченных таблеток, шлифование, выходной контроль и комплектование таблеток для снаряжения твэлов.

Таблица 9.5. Основные комплексные заводы США по производству реакторного топлива из UO_2 для водо-водяных реакторов LWR

Месторасположение	Фирма-владелец	Производственная мощность, т/год (по обогащенному урану) (в каком году достигнута)
Уилмингтон, шт. Сев. Каролина	«Дженерал электрик»	1300 (1981)
Колумбия, шт. Юж. Каролина	«Вестингауз электрик»	1500 (1982)
Ричленд, шт. Вашингтон	«Эксон ньюкLEAR»	500—700 (1982)
Чесвик, шт. Пенсильвания	«Вестингауз электрик»	>300
Линчберг, шт. Виргиния	«Бабкок энд Уилкоккс»	750 (1975)

Примечание. Комплексные заводы производят порошок из UO_2 , таблетки, твэлы и комплектные сборки. Общая их мощность (1985 г.) около 4300 т/год (слабообогащенного 3,5% урана). Кроме комплексных имеется несколько других заводов, изготавливающих только порошок и таблетки, которые поставляются на комплексные твэльные заводы. На этих и некоторых других предприятиях может также изготавливаться смешанное уран-плутониевое топливо. В Янгсвилле (шт. Сев. Каролина) сооружается завод фирмы «Дженерал атомикс» по производству топлива для высокотемпературного реактора HTGR.

Подготовка трубчатых оболочек твэлов и концевых деталей: контрольная дефектоскопия материала трубок, обработка торцов и контроль геометрических размеров, установка и приварка к трубке одного из наконечников.

Снаряжение твэлов топливом: дозировка и упаковка таблеток в подготовленные к сборке оболочечные трубки, установка концевых деталей, наполнение гелием, герметизация (сваркой), контроль сварных швов, дезактивация, проверка герметичности и геометрических размеров твэла, автоклавирование, контрольные операции и передача твэлов на сборку.

Подготовка и комплектование деталей для сборки ТВС (кожухи, концевые детали, дистанционирующие решетки, стержни, крепеж). Передача их на сборку ТВС.

Сборка ТВС. Контрольные стендовые испытания.

Разборка забракованных твэлов и ТВС. *Дефектация. Переработка отходов* и дефектных бракованных таблеток («оборотов»). Возврат в цикл кондиционных материалов и изделий.

При определенных условиях может оказаться целесообразным организовать изготовление твэлов и ТВС на нескольких заводах или вести полностью на одном комплексном заводе. В табл. 9.5 приведены производственные характеристики некоторых таких заводов, принадлежащих ведущим фирмам США. Обычно производство топлива для твэлов начинается с превращения в диоксид урана поступающего на завод гексафторида, поставляемого с обогащательного завода. Циркониевые трубки и прокат поступают также со специализированного завода.

Изготовление твэлов и ТВС по своему характеру является массовым механическим и в значительной мере автоматизированным производством *прецизионного класса*. Оно имеет дело с сотнями тысяч и миллионами одинаковых деталей, выполняемых с высокой точностью, обеспечивающей идентичность и взаимоза-

меняемость, и ведется при непрерывном контроле параметров как на отдельных операциях, так и в процессе сборки. Кроме того, при производстве твэлов и ТВС необходимо обеспечить требования ядерной и радиационной безопасности. Столь сложное производство может быть осуществлено лишь на заводе, где применяются в максимальной мере высокотехнологизированные, а на многих операциях дистанционно управляемые и автоматизированные процессы (включая контроль) массового производства, гарантирующие высокое качество и стабильность каждой технологической операции и соответственно каждого выпускаемого изделия.

Следует отметить, что для изготовления одной активной зоны такого реактора, как РБМК-1000, требуется около 200 000 комплектующих деталей из циркониевых сплавов, обработанных по высокому классу точности, а также свыше 14 млн. спеченных таблеток из диоксида урана, отшлифованных по наружному диаметру с допуском $\pm 0,025$ мм. При изготовлении твэлов для одной комплектной активной зоны реактора РБМК-1000 выполняется около 240 000 индивидуально контролируемых герметичных швов. Все это обуславливает большую зависимость стоимости изготовления твэлов от уровня технологии и контроля и от объемов производства.

9.В. ЗАТРАТЫ НА ИЗГОТОВЛЕНИЕ ТВЭЛОВ И ТВС ДЛЯ РЕАКТОРОВ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

Затраты на изготовление твэлов в общей стоимости твэлов могут составлять для реакторов на тепловых нейтронах, работающих на слабообогащенном уране, значительную долю. Эта доля тем выше, чем ниже цены на обогащенный уран, т. е. чем дешевле природный уран, меньше цена 1 ЕРР, меньше обогащение, а следовательно, и необходимая работа разделения. Затраты на изготовление твэлов из природного и тем более отвалного урана при известных условиях могут превосходить стоимость содержащегося в твэлах топлива. Поэтому важно иметь с каждого килограмма топлива, заложенного в твэл, более высокую энергоотдачу, т. е. большую глубину выгорания.

Затраты на изготовление твэлов принято относить к 1 кг урана, загруженного в твэлы. Эти затраты зависят от многих технических и производственных факторов и в первую очередь от принятой конструкции твэлов и ТВС, материала оболочек и топливной композиции сердечника твэла, от масштабов производства (проектной производительности предприятия и фактической мощности, на которой оно работает) и от инженерно-технического оснащения всех технологических процессов, включая контрольные операции.

Таким образом, затраты на изготовление твэлов определяются выбранным типом реактора и твэлов и могут быть сопоставлены лишь для твэлов, близких по конструкции и топливной композиции. Наиболее широко используются в настоящее время (и будут

Таблица 9.6. Структура затрат, %, при изготовлении твэлов из UO_2 в зависимости от производственной мощности завода

Компоненты затрат	Производственная мощность, т/год (по обогащенному урану)		
	100	250	500
Подготовка порошка UO_2	5,2	4,6	4,5
Производство таблеток	9,1	7,4	6,3
Подготовка стержней (оболочек) твэлов и концевых деталей	10,0	9,8	9,5
Снаряжение твэлов топливными таблетками	3,9	3,7	3,5
Контрольные операции	8,2	7,4	6,6
Анализы	1,2	1,0	1,1
Утилизация отходов	2,4	2,3	2,5
Потери урана (~0,8%)	3,0	3,3	3,5
Амортизация (5,5% и год)	10,6	9,8	8,5
Конструкционные материалы (оболочки, комплектующие сборочные детали)	46,4	50,7	54,0

Примечание. Таблица составлена по данным доклада Д. Гупта и К. Фишера (ФРГ) на симпозиуме МАГАТЭ. Снижение стоимости изготовления (%), отнесенное на 1 кг урана, зависит от масштаба производства. Если принять за 100% затраты на 1 т продукции при производстве 100 т/год, то при 250 и 500 т/год затраты составят 90 и 83% соответственно.

использоваться в ближайшее десятилетие) твэлы с сердечниками из слабообогатленного диоксида урана в тонкостенных трубах-оболочках из циркониевых сплавов или нержавеющей стали. Они применены в корпусных реакторах (ВВЭР, PWR, BWR), в реакторах канального типа (РБМК, CANDU, SGHWR), в газографитовых английских реакторах AGR, в охлаждаемых жидким натрием реакторах на быстрых нейтронах, т. е. практически во всех типах реакторов, на которых ныне базируется промышленное развитие ядерной энергетики в ведущих промышленных странах (СССР, США, Великобритания, Франции, Канаде, ФРГ, ГДР, ЧССР и др.). При производстве и эксплуатации твэлов с диоксидом урана накоплен значительный опыт, проведены широкие экспериментальные исследования, созданы методики расчета, технология массового производства.

В качестве иллюстрации в табл. 9.6 приведены некоторые данные по экономике изготовления твэлов, опубликованные за рубежом и характеризующие реальные соотношения в структуре и величине затрат при изготовлении ядерного топлива для АЭС. Они основаны на относительно стабильной базе цен и затрат периода до 1973 г. и отражают технические и технологические особенности конструкций твэлов и ТВС и производственных процессов, применяемых при их изготовлении, которые, по существу, мало изменились.

При современном уровне требований доля затрат на материалы оболочек (трубки, заглушки) в общих затратах на изготовление твэлов значительна (табл. 9.6) и составляет почти 50 %.

Стоимость изготовления тонкостенных труб из циркониевых сплавов и нержавеющей сталей, применяемых для оболочек твэлов, характеризует весьма высокие технические требования к качеству металла (по химическому составу, содержанию примесей и включений), к допускам на геометрические размеры труб. Значительное удорожание оболочечных труб обусловлено большим объемом необходимого контроля (включая ультразвуковую дефектоскопию) и очень высокими требованиями к качеству поверхности (отсутствие рисок, царапин и других технологических дефектов).

К оболочечным трубам предъявляются весьма жесткие требования по точности выполнения: допуск на диаметр и толщину стенки составляет соответственно ~1 и ~10 % номинального размера. Строгие ограничения предъявляются к химическому составу, особенно к содержанию некоторых примесей, имеющих большие сечения захвата нейтронов, например бора, гафния, кобальта и др. Стоимость изготовления 1 пог. м труб сильно зависит от их диаметра и толщины стенки. Все это влечет за собой резкое удорожание труб из-за большой отбраковки и малого выхода годных изделий.

Затраты на конверсию (превращение) UF_6 в порошок UO_2 с заданными свойствами по дисперсности и поверхностной активности, обеспечивающими получение в дальнейшем таблеток UO_2 необходимой плотности, имеют заметную тенденцию к возрастанию с ростом обогащения. Например, при 4 %-ном обогащении затраты на конверсию на ~50 % выше, чем при 2 %-ном, что обусловлено требованиями ядерной безопасности (рис. 9.16). Затраты на изготовление таблеток из порошка UO_2 при прочих равных условиях тем выше, чем меньше их диаметр (рис. 9.17).

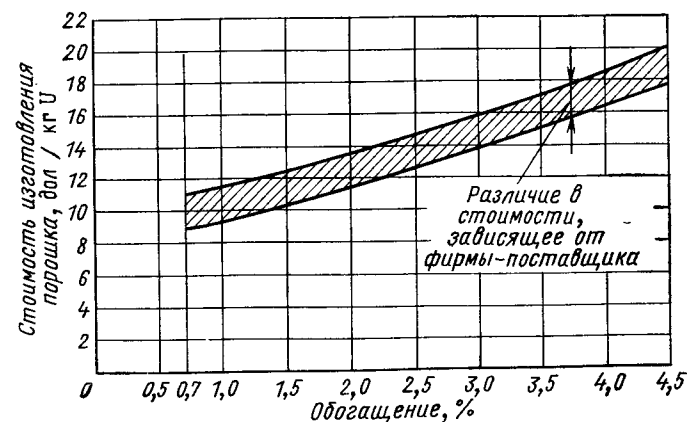


Рис. 9.16. Зависимость стоимости превращения гексафторида урана в порошок UO_2 от обогащения (исходные данные: включены затраты на переработку отходов и не включены безвозвратные потери и оплата аренды топлива; размер партии 4,5 т UO_2 ; перерабатывается 0,15 т в сутки)

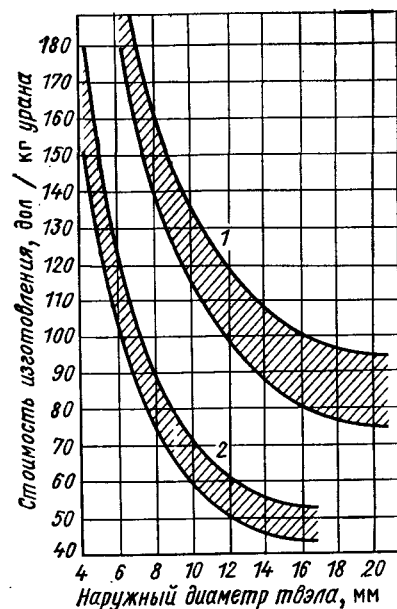


Рис. 9.17. Зависимость затрат на изготовление твэлов из UO_2 в оболочках из циркониевых сплавов (1) и нержавеющей стали (2) от диаметра твэла

С учетом операций по снаряжению твэлов и контролю герметичности, а также сборки кассет и заключительной проверки изделия в сборе полная стоимость изготовления твэлов, отнесенная к 1 кг U, составляет (по американским данным) (в ценах 1964 г.) 80—160 дол./кг U для твэлов в циркониевых оболочках и 50—110 дол./кг U для твэлов в оболочках из нержавеющей стали. Из рис. 9.17 видно, что при наружном диаметре твэлов 10—11 мм стоимость изготовления твэлов для реакторов, охлаждаемых водой, при производстве на одной поточной линии

~0,2 т/сут составит 100—110 дол./кг U (в ценах до 1974 г.)*.

Эти данные были заложены в прейскурант цен для заключения долгосрочных контрактов на поставку ядерного топлива фирмой «Дженерал электрик» в 1964 г. и явились отправной точкой для анализа влияния на стоимость производства топлива различных факторов (масштаба производства, структуры постоянных и переменных затрат, удорожания, связанного с работой на неполной мощности, и т. п.). Так, увеличение проектной мощности предприятия в 5 раз (с 260 до 1300 т/год) при работе его с полной загрузкой приводит к снижению стоимости изготовления твэлов в ~1,5 раза.

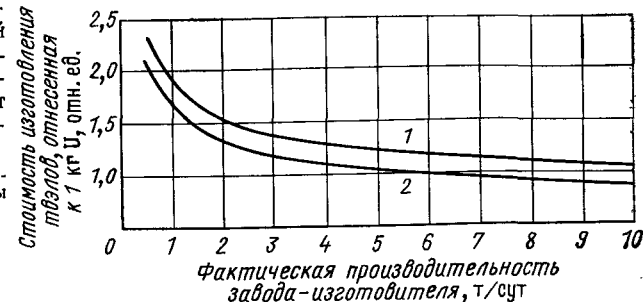
Затраты на изготовление твэлов разделяются на *постоянные*, не зависящие от объема производства, и *переменные*, т. е. пропорциональные выпуску продукции. Постоянные затраты состоят из амортизационных отчислений и других затрат, прямо не связанных с объемом производства. Переменные включают в себя затраты на материалы, реактивы, энергию и т. п., пропорциональные объему выпуска. Для завода проектной мощностью 260 т/год при работе на полной загрузке постоянные затраты составляют около 40 %. Если предприятие работает на мощности 50 % проектной, то увеличение стоимости изготовления твэлов составит ~40 %.

Стоимость изготовления твэлов существенно зависит от среднегодового коэффициента использования мощности предприятия.

* В ценах 1983 г. стоимость изготовления топлива для реактора PWR по данным фирмы «Вестингауз электрик» составляет 190—200 дол./кг урана.

Рис. 9.18. Зависимость относительной стоимости изготовления твэлов для реакторов PWR и BWR от суточной производительности завода по изготовлению твэлов:

1 — твэлы PWR диаметром 10,9 мм; 2 — твэлы диаметром 12,5 мм



При снижении годовой загрузки в стоимости изготовления топлива увеличивается относительная доля постоянных затрат.

На рис. 9.18 приведены зависимости относительного увеличения стоимости изготовления твэлов для реакторов PWR и BWR от суточной производительности завода по изготовлению твэлов (по данным американских фирм «Вестингауз электрик» и «Дженерал электрик»).

9.9. УРАН-ПЛУТОНИЕВОЕ ТОПЛИВО РЕАКТОРОВ-РАЗМНОЖИТЕЛЕЙ НА БЫСТРЫХ НЕЙТРОНАХ

Активные зоны реакторов на быстрых нейтронах (РБН) весьма существенно отличаются от активных зон реакторов на тепловых нейтронах (РТН).

Экономически необходимая средняя глубина выгорания уран-плутониевого топлива в РБН должна составлять 100—150 МВт×сут/кг, т. е. она должна быть в 2,5—3 раза выше, чем в РТН, что обусловлено высокой стоимостью топлива РБН. Для достижения указанной глубины выгорания требуются высокая радиационная стойкость твэлов и ТВС РБН, необходимая стабильность геометрических параметров, сохранение герметичности и пластичности оболочек твэлов, их совместимость с продуктами деления и устойчивость к коррозионному воздействию теплоносителя и т. п.

Активная зона РБН окружена в радиальном и осевом направлениях *зонами воспроизводства (экранами)*, заполненными воспроизводящим материалом — обедненным ураном, содержащим 99,7—99,8 % ^{238}U .

Концентрация делящихся и воспроизводящих нуклидов, приходящихся на единицу объема активной зоны, в РБН во много раз выше, чем в РТН. Это объясняется весьма малыми сечениями деления ядер ^{235}U и плутония при взаимодействии с быстрыми нейтронами ($E \geq 0,1$ МэВ): они в 200—300 раз меньше сечений деления тепловыми нейтронами (см. табл. 6.1 и 6.2). Высокая объемная концентрация делящихся нуклидов (например, ~500 г/л в активной зоне РБН по сравнению с 35 г/л в активной зоне ВВЭР) обеспечивается относительно высоким начальным обогащением топлива (при урановой загрузке $x_H = 20$ %, при плутониевой $x_H = 12 \div 16$ %) и высокой плотностью компоновки

твэлов в ТВС. Зазоры между твэлами и сечения для прохода циркулирующего натриевого теплоносителя принимаются весьма малыми (зазор не более 1—1,2 мм). Твэлы здесь можно дистанционировать решетками, как в РТН; эту роль успешно выполняет в каждом твэле навитая по спирали на оболочке твэла стальная проволока или лента.

Важнейшие особенности использования ядерного топлива, присущие всем РБН, — высокая объемная плотность мощности (кВт/л) энерговыделения в активной зоне и высокая средняя тепловая мощность единицы массы топлива (массовая энергонапряженность топлива) (кВт/кг), превосходящие в 5—10 раз и более подобные показатели у РТН. Известно (см. § 4.4), что средняя массовая энергонапряженность топлива определяет требуемую дорогостоящую топливную загрузку активной зоны реактора. А чтобы максимально снизить эту загрузку, РБН необходимо проектировать для работы при высоких объемных плотностях энерговыделения в активной зоне. Объемная плотность энерговыделения и удельная топливная загрузка (кг/кВт) непосредственно влияют на коэффициент воспроизводства, на время удвоения топлива и на другие основные экономические показатели РБН.

В РБН ядрами ^{238}U захватывается больше нейтронов, чем в РТН. Отношение суммарных сечений захвата к сечениям деления для РБН в 20—30 раз выше, чем для РТН. Следствием этого, а также и лучшего баланса нейтронов в РБН является более высокий коэффициент воспроизводства (КВ) плутония, обеспечивающий расширенное воспроизводство ядерного топлива. Большое влияние на увеличение КВ оказывает структура размещения делящихся и воспроизводящих нуклидов (в твэлах, ТВС и в целом в активной зоне). Разрабатываются различные концепции оптимальных активных зон, в том числе гетерогенных зон и т. п., позволяющих получить КВ больше 1,5.

В активной зоне и зонах воспроизводства РБН происходит деление ядер ^{238}U (порог деления при $E_n \geq 1,1$ МэВ), которое составляет 10—15 % общего числа делений (по сравнению с 2—4 % в реакторах-конвертерах на тепловых нейтронах). Это имеет большое значение для баланса нейтронов, для экономии плутония (или ^{235}U — при урановой загрузке).

Главная же особенность использования уран-плутониевого топлива в РБН состоит в том, что в его активной зоне процесс деления ядер быстрыми нейтронами сопровождается большим выходом (на 20—27 %) вторичных нейтронов, чем в РТН (при делении ^{239}Pu $\nu = 2,9 \div 3,1$ против $\nu = 2,43$ при делении ^{235}U). Это создает основную предпосылку для получения высокого значения коэффициента воспроизводства ($\text{КВ} > 1$) и обеспечивает расширенное воспроизводство ядерного топлива в реакторах-размножителях.

В табл. 9.7 приведены сравнительные данные, характеризующие активные зоны современных демонстрационных и опытно-промышленных реакторов на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем.

Таблица 9.7. Проектные параметры активных зон реакторов-размножителей на быстрых нейтронах

Параметр	БН-350 (СССР)	БН-600 (СССР)	БН-800 (СССР)	«Фенкс» (Франция)	RRR (Релико- британия)	«Супер-Фенкс» (Франция)
Тепловая/электрическая мощность (брутто), МВт	1000/350	1470/600	2100/800	563/250	612/250	3000/1200
Температура Na на входе/выходе из активной зоны, °С	300/530	378/588	374/547	400/560	470/560	395/545
Расход Na через активную зону, т/ч	11 000	24 000	30 800	10 000	10 500	60 000
Приведенный диаметр активной зоны, мм	1500	2059	2456	1359	1347	3660
Высота активной зоны, мм	1060	750	950	850	915	1000
Отношение высоты к диаметру («уплощение» активной зоны)	0,71	0,36	0,39	0,65	0,69	0,27
Объем активной зоны, л	1880	2500	4700	1230	1300	10 700
Начальное обогащение топлива (внутренняя/внешняя зона), %	15/20 (U)	26,21/17 (U)	~15 (Pu)	19,2/27 (Pu/U)	—	15,12 (Pu)
Загрузка U+Pu в активную зону, т	6,3	7,1	12,5	120	140	80
Загрузка зоны воспроизводства обедненным U, т	47	46	43	—	—	—
Средняя удельная энергонапряженность топлива активной зоны, кВт(т)/кг	140	190	170	—	—	—
Средняя плотность энерговыделения, кВт/л	430	370	380	460	380	285
Средняя глубина выгорания (проектная), % тяжелых атомов	5/7	7/10	10	6,5	6	8,3/10
Количество ТВС, шт.: в активной зоне в зоне воспроизводства	226 412	371 380	516 412	103 90	78 43	364 233
Количество твэлов в ТВС активной зоны, шт.	169	127	127	217	325	271
Размер шестигранного кожуха «под ключ», мм	96	96	94,5(96)	123,7	142,7	173
Длина ТВС, м	3,2	3,5	3,5	4,3	3,8	5,4
Шаг между ТВС, мм	98	98,5	98,5	126	145	179
Внешний диаметр/толщина стенки оболочки твэла активной зоны, мм	6,1/0,4	6,9/0,4	6,6/0,4	6,6/0,4	5,84/0,38	8,5/0,45
Максимальная температура оболочки твэла, °С	615	670/710	660/710	700	690	620/680
Длительность кампании топлива активной зоны, сут	304	480	480	420	250/400	730
Время между частичными перегрузками, сут	50	150	120	60	50/80	365 (50% а.з.)
Общий КВ (при загрузке активной зоны оксидным топливом $\text{PuO}_2\text{—UO}_2$)	~1,3	~1,3	1,28—1,35	1,16	1,2	1,183

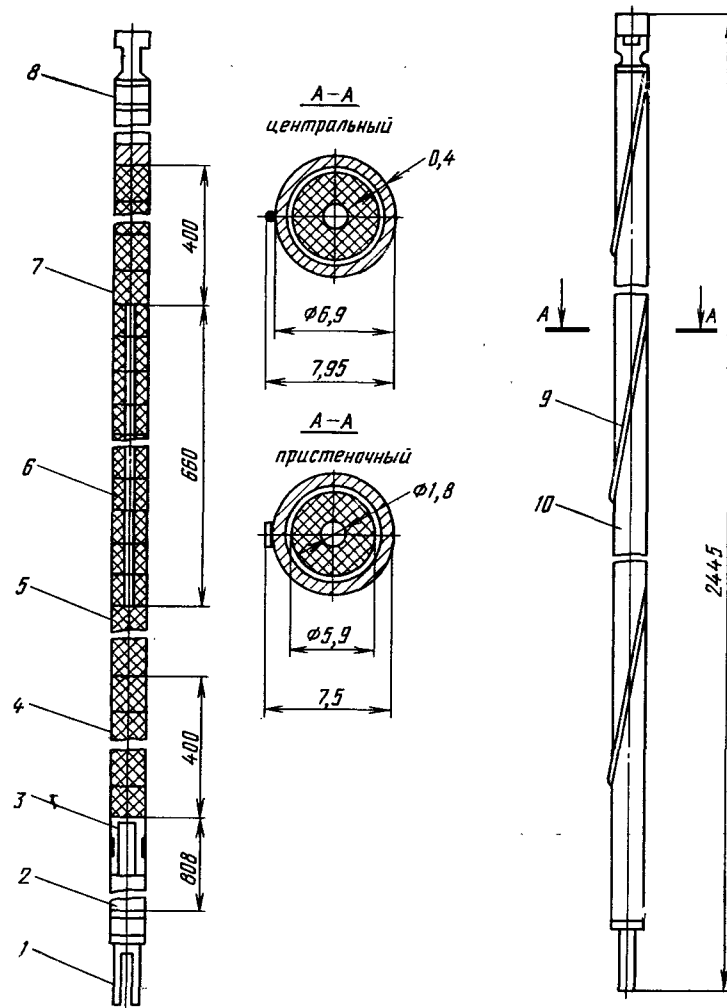


Рис. 9.19. Твэл активной зоны реактора БН-600:

1 — нижний концевик; 2 — газовая полость; 3 — опорная деталь; 4 — нижняя торцевая зона воспроизводства; 5, 6 — активная часть твэла (топливо); 7 — верхняя торцевая зона воспроизводства; 8 — верхний концевик; 9 — дистанционирующая спираль; 10 — оболочка

Во всех реакторах, указанных в таблице, применяется оксидное топливо. Диаметры стержневых твэлов активных зон составляют 6—7 мм, что обусловлено допустимой максимальной температурой в центре сердечника твэла ($<2200^{\circ}\text{C}$) и на поверхности оболочки твэла из нержавеющей стали (не более $650\text{--}700^{\circ}\text{C}$). Для карбидного и нитридного топлива, обладающего более высокой теплопроводностью, диаметры твэлов могут быть увеличены до 8—10 мм. Для радиальных зон воспроизводства (боковых экранов) применяются твэлы диаметром, в 2—2,5 раза большим, чем диаметр твэлов в активной зоне.

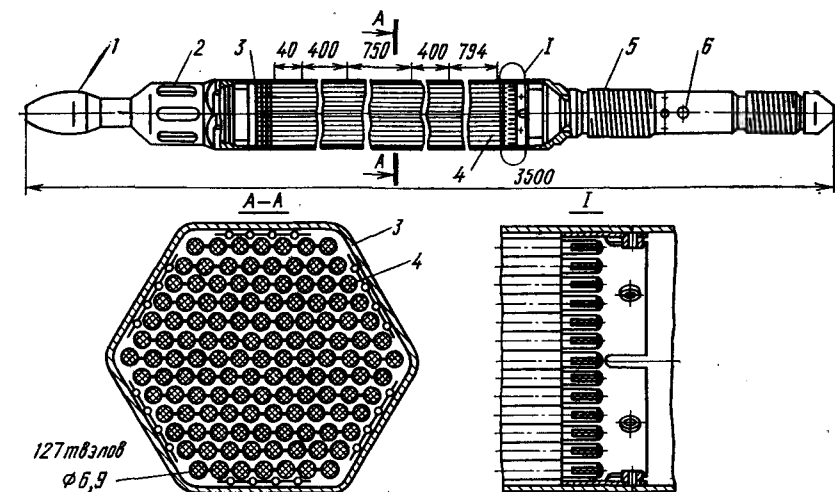


Рис. 9.20. ТВС активной зоны реактора БН-600:

1 — верхняя головка под захват; 2 — окна для выхода теплоносителя; 3 — шестигранный корпус ТВС; 4 — твэлы активной зоны; 5 — хвостовик; 6 — отверстия для подвода теплоносителя

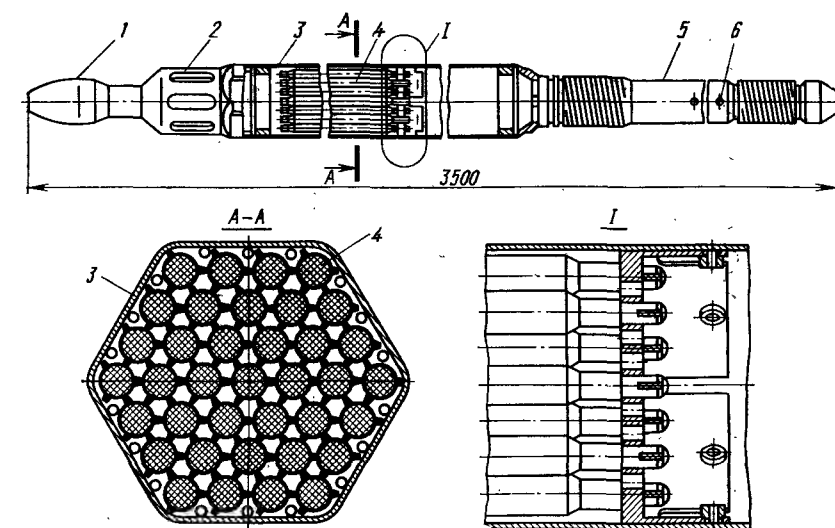


Рис. 9.21. ТВС зоны воспроизводства реактора БН-600:

1 — верхняя головка под захват; 2 — окна для отвода теплоносителя; 3 — шестигранный корпус ТВС; 4 — твэлы зоны воспроизводства; 5 — хвостовик; 6 — отверстия для подвода теплоносителя

Характерными особенностями работы твэлов в активной зоне РБН являются глубокое выгорание топлива (до 10% и более загруженного в активную зону урана и плутония), высокий флюенс быстрых нейтронов на поверхности оболочки твэлов за время кампании топлива — до $(2-3) \cdot 10^{23}$ нейтр./см², большое накопление в твэлах продуктов деления, около 25% из них газообразные. Так как 80—100% газообразных продуктов деления может выходить из сердечника под оболочку, то, чтобы не создавалось опасное для целостности твэла газовое давление изнутри на оболочку, во всех твэлах активной зоны РБН предусмотрены большие пустые полости, образующие газосборники, а в таблетках по центру делаются сквозные отверстия. Средние значения линейной плотности тепловыделения в твэлах РБН достигают для оксидного топлива 500 Вт/см и более.

На рис. 9.19—9.22 показаны твэлы и ТВС, а также компоновка активной зоны советского реактора БН-600 с натриевым теплоносителем, находящегося в эксплуатации с 1980 г. на Белоярской АЭС им. И. В. Курчатова. Этот реактор электрической мощностью 600 МВт до 1985 г. (до ввода реактора «Супер-Феникс» во Фран-

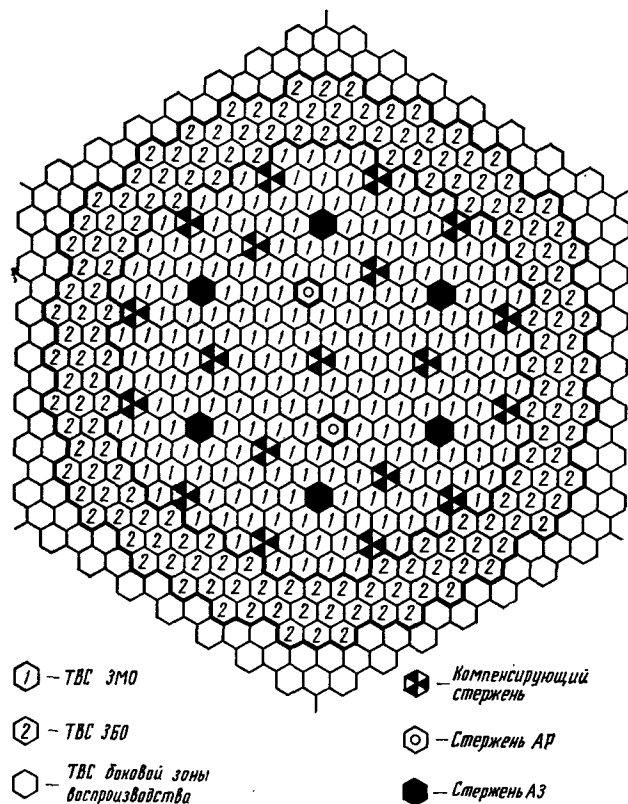


Рис. 9.22. Размещение ТВС и рабочих органов СУЗ в активной зоне и зоне воспроизводства реактора БН-600

Таблица 9.8. Сравнение исходной и перспективной стоимостей изготовления ТВС из уран-плутониевого топлива для реакторов на быстрых нейтронах по данным фирмы «Вестингауз электрик» (США) *

Компоненты затрат	Стоимость, дол./кг		
	исходная*	перспективная**	Основные факторы снижения стоимости
Изготовление оболочек, концевых и прочих деталей твэлов	565	300	Оболочка без проволоочных вытеснителей
Изготовление концевых деталей, чехлов, переходников и т. п. для ТВС	407	157	Сварной чехол из прокатного листа с равномерной толщиной. Выдавленные дистанционирующие пластики. Использование стандартной технологии выплавки сталей, упрощенные головки ТВС и соединения нижнего переходника с чехлом
Изготовление и сборка твэлов и ТВС	745	500	
Накладные расходы	164	150	
Технологические материалы и другие расходы	277	250	
Итого	2158	1357	

* Исходная стоимость изготовления твэлов и ТВС взята по фактическим данным опытно-промышленной технологии производства для крупномасштабного реактора FFTF.

** Перспективная стоимость оценена для крупномасштабного прототипного реактора при изготовлении ТВС на автоматизированной дистанционно управляемой установке с учетом конструктивных и технологических усовершенствований, способствующих снижению стоимости и разработанных фирмой «Вестингауз электрик». Стоимость изготовления 1357 дол./кг считается реальной и достижимой задачей.

ции) являлся самым крупным в мире ядерным реактором этого типа. Шестигранные пакеты ТВС реактора БН-600 устанавливаются с зазором 2—2,5 мм. Их установка в гнезде раздаточного опорного коллектора активной зоны осуществляется с помощью хвостовиков, имеющих несколько калиброванных отверстий и прорезей для входа натрия и уплотнения в виде кольцевых выступов.

Серьезными препятствиями, осложняющими достижение необходимой глубины выгорания (не менее 10%), являются высокотемпературное радиационное распухание и деформация кожухов шестигранных ТВС, выполненных из нержавеющей сталей или нимоника*, при флюенсе быстрых нейтронов выше $5 \cdot 10^{22}$ нейтр./см². Ведутся поиски наиболее устойчивых против распухания сталей и сплавов.

Геометрия твэлов и условия их работы оказывают существенное влияние на достижение высоких значений средней глубины выгорания и тем самым на экономику топливного цикла. Достижение средней глубины выгорания в РБН выше 10% экономиче-

* Нимоник PE-16; состав (%): 0,5—0,1 С, 42—45 Ni; 15—18 Cr; 2,5—4 Mo, 2,3—2,6 (Ti+Al). В сравнимых условиях нимоник меньше подвергается распуханию, чем многие аустенитные нержавеющие стали.

ски выгодно и может лимитироваться только техническими возможностями обеспечения необходимой работоспособности твэлов и ТВС.

Производство смешанного уран-плутониевого топлива существенно отличается от производства уранового топлива. Здесь имеют место и повышенная опасность достижения критичности и возникновения самопроизвольной цепной реакции, сопровождаемой нейтронным излучением, и очень высокая радиационная токсичность плутония при попадании его аэрозолей в организм, и большая радиоактивность исходных топливных материалов. При производстве смешанного топлива предъявляются более высокие требования к определению химического и нуклидного состава, к точному учету делящихся продуктов на всех операциях и переделах в технологической цепочке, к максимальному сокращению всех потерь. К этому надо добавить высокую стоимость плутония (превосходящую стоимость золота).

В настоящее время еще не созданы крупные предприятия по производству смешанного U—Pu-топлива, а действуют (во Франции и Великобритании) или проектируются лишь опытные заводы сравнительно небольшой производительности.

В США на основе опыта производства смешанного топлива для реактора FTFF фирмой «Вестингауз электрик» сделана сравнительная оценка стоимости изготовления этого топлива для крупномасштабного (по мощности) реактора на быстрых нейтронах (табл. 9.8).

ГЛАВА 10

ХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ОТРАБОТАВШЕГО ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА

10.1. ЗАВЕРШАЮЩАЯ СТАДИЯ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВНОГО ЦИКЛА

Завершающая стадия топливного цикла ядерной энергетики включает в себя:

выгрузку из реакторов выгоревшего (отработавшего) топлива; длительную выдержку на АЭС в специальных охлаждающих бассейнах реакторного зала отработавших ТВС;

транспортирование после выдержки в бассейнах АЭС отработавших ТВС на перерабатывающий радиохимический завод (РХЗ); размещение ТВС в бассейнах склада-хранилища;

химическую переработку (регенерацию) отработавшего топлива РХЗ;

превращение извлеченных при химической переработке твэлов урана и плутония в форму, пригодную для изготовления топлива и возврата в топливный цикл (например, конверсия регенерированного урана в гексафторид для последующего дообогащения, получение чистого диоксида плутония или иного его соединения);

концентрирование (выпариванием и другими методами) и про-

межуточное хранение* высоко-, средне- и низкоактивных отходов, полученных при переработке отработавшего топлива;

окончательное удаление (захоронение) высокоактивных отходов, а также отходов средней и низкой активности**;

выгрузку активной зоны при прекращении дальнейшей эксплуатации реактора АЭС и после длительной выдержки в бассейнах АЭС транспортирование отработавшего топлива в хранилище при РХЗ для последующей переработки.

Наиболее сложными операциями завершающей стадии ЯТЦ являются следующие: химическая переработка отработавшего топлива, глубокое извлечение и очистка регенерированного урана и плутония от радиоактивных продуктов деления и продуктов их распада, различного рода примесей; наиболее полное извлечение и концентрирование радиоактивных веществ, их обезвреживание, временное или постоянное хранение и окончательное безопасное захоронение.

10.2. НАКОПЛЕНИЕ В ТВЭЛАХ РАДИОАКТИВНЫХ ПРОДУКТОВ ДЕЛЕНИЯ

В накоплении искусственных радиоактивных нуклидов проявляется важная особенность всех ядерных реакторов: они являются генераторами не только тепловой энергии, но и различных радиоактивных веществ***.

Производственные процессы радиохимической переработки отработавшего ядерного топлива чрезвычайно осложнены из-за высокой радиоактивности подлежащих переработке твэлов и ТВС и требуют строжайшего обеспечения ядерной и радиационной безопасности. Эта радиоактивность в основном складывается из радиоактивности накопленных в твэлах продуктов деления, а также из радиоактивности продуктов их распада (в твэлах концентрируется более 99,5 % всех радиоактивных нуклидов, возникающих на АЭС). Чем больше разделилось ядер, чем больше достигнута глубина выгорания топлива, тем больше накапливается в топливе радиоактивных веществ****.

* Хранение предполагает возможность изъятия и перемещения. Захоронение означает удаление навечно, но с обеспечением необходимого контроля.

** Активность радиоактивного вещества выражается числом распадов атомных ядер в единицу времени. За единицу измерения активности принята единица кюри (Ки): $1 \text{ Ки} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ расп./с}$. На конференции Международного бюро мер и весов (02.06.75 г.) рекомендовано новое название единицы активности — беккерель (Бк): $1 \text{ Бк} = 1 \text{ расп./с}$; $1 \text{ Ки} = 3,7 \cdot 10^{10} \text{ Бк}$.

Вероятная суммарная радиоактивность при работе реактора пропорциональна тепловой мощности и равна $5 \cdot 10^6 \text{ Ки/МВт (тепл.)}$.

*** Радиоактивность — это способность некоторых атомных ядер самопроизвольно (спонтанно) превращаться в другие ядра с испусканием частиц (α -распад, β -распад, спонтанное деление ядер, протонная и двухпротонная радиоактивность, двухнейтронная и другие виды радиоактивности). Радиоактивный распад часто сопровождается γ -излучением. Радиоактивность характеризуется периодом полураспада и энергией излучаемых частиц.

**** В технических расчетах принимается с высокой степенью точности, что масса всех образовавшихся в твэлах продуктов деления (твердых и газообразных) равна массе разделившихся нуклидов.

Таблица 10.1. Массовые выходы некоторых продуктов деления, %

Нуклид	Период полураспада	Характер излучения	Выход при делении тепловыми нейтронами		Выход при делении быстрыми нейтронами		
			²³⁵ U	²³⁹ Pu	²³⁵ U	²³⁸ U	²³⁹ Pu
¹³⁷ Sr	33 года	β	6,35	6,5	5,9	6,0	5,2
⁸⁹ Sr	52,7 сут	β, γ	4,77	1,7	4,1	2,3	1,1
⁹⁰ Sr	27,7 года	β	5,83	2,2	4,5	2,9	1,4
¹⁴⁰ Ba	12,8 сут	β, γ	6,36	5,5	4,6	4,6	4,3
⁹⁰ Y	64 ч	β	5,83	2,2	4,5	2,9	1,4
⁹¹ Y	58,8 сут	β, γ	5,91	2,9	4,9	2,8	1,6
¹⁴⁴ Ce	284 сут	β, γ	5,43	3,7	3,3	3,3	3,9
⁹⁵ Zr	65,5 сут	β, γ	6,52	5,0	5,1	5,1	2,8
¹⁰³ Ru	39,5 сут	β, γ	3,0	2,0	3,4	4,9	6,3
¹⁰⁶ Ru	368 сут	β	0,3 9	0,25	1,5	3,1	4,2
¹³¹ I	8,06 сут	β, γ	2,91	4,2	4,4	4,5	3,9

Таблица 10.2. Характеристика загружаемого и отработавшего топлива реакторов PWR и BWR электрической мощностью 1000 МВт

Параметр	PWR	BWR
Свежее топливо UO ₂		
Поперечное сечение ТВС, мм	214×214	140×140
Длина твэла (общая), мм	4333	4066
Длина активной части твэла, мм	4165	3760
Количество твэлов в ТВС, шт.	264	64
Общая масса ТВС, кг	781	—
Средняя глубина выгорания, МВт·сут/т	33 000	27 500
Среднее энерговыделение, МВт/т	36	22
Начальное обогащение ²³⁵ U, %	3,3	2,56
Масса UO ₂ в ТВС (загрузка), кг	596,3	—
Отработавшее топливо		
Годовая выгрузка ТВС, шт.	52	170
Содержание урана, т	26,3	38
Удельное содержание ²³⁵ U, кг/т	9	8
Содержание плутония, кг	258	~380
Удельное содержание ²³⁹ Pu и ²⁴¹ Pu, кг/т	7	6,9
Изотопный состав плутония, %:		
²³⁹ Pu	1,83	1,0
²⁴⁰ Pu	59,28	57,20
²⁴¹ Pu	23,91	25,70
²⁴² Pu	11,13	11,60
	3,85	4,50
Общая активность, Ки/кг топлива (3,7×10 ¹⁰ расп./с), после выдержки:		
150 сут	4600/21*	3800/17*
1 год	2300/10	1900/7,8
2 года	1300/4,7	1100/3,8
5 лет	500/1,2	870/1,4
10 лет	320/1,0	290/0,9

*Знаменатель—остаточное тепловыделение, Вт/кг топлива.

Еще большую суммарную радиоактивность имеет уран-плутониевое топливо реакторов-размножителей на быстрых нейтронах, выгружаемое из активных зон после глубокого выгорания (100 000 МВт·сут/т и более).

Анализ отработавшего топлива АЭС с реактором ВВЭР-440 при среднем расчетном выгорании $33,2 \pm 1,2$ кг/т и начальном обогащении урана 3,6 %, после 3-летней выдержки, показал следующий нуклидный состав, кг/т: ²³²U — $1 \cdot 10^{-6}$; ²³⁴U — 0,215; ²³⁵U — 11,2; ²³⁶U — 4,5; ²³⁸U — 941 ± 2 ; ²³⁶Pu — $1,6 \cdot 10^{-6}$; ²³⁸Pu — 0,14; ²³⁹Pu — $5,37 \pm 0,17$; ²⁴⁰Pu — $2,17 \pm 0,07$; ²⁴¹Pu — $2,17 \pm 0,17$; ²⁴²Pu — 0,43. В отработавшем топливе обнаружены также Am и Cm (суммарно ~0,1 кг/т).

10.3. ВРЕМЯ ВЫДЕРЖКИ И РАДИОАКТИВНОСТЬ ОТРАБОТАВШЕГО ТОПЛИВА

Выгружаемое из реактора отработавшее ядерное топливо (ОЯТ) помещается в водные бассейны выдержки и охлаждения, обычно размещенные в реакторном зале. Оно имеет высокую активность. В нем идет распад радиоактивных веществ и особенно интенсивный распад короткоживущих изотопов различных элементов, сопровождающийся выделением большого количества теплоты.

Рисунок 10.3 иллюстрирует падение во времени в первые полгода после выгрузки тепловыделения ТВС легководных реакторов LWR и реакторов на быстрых нейтронах с натриевым теплоносителем LMFBF, имеющих большую глубину выгорания топлива В.

В табл. 10.3 приведены данные об изменении во времени удельной γ-активности и остаточного тепловыделения ТВС реакторов ВВЭР (рис. 10.4) при средних ($28 \cdot 10^3$ и $42 \cdot 10^3$ МВт·сут/т) и максимальных ($40 \cdot 10^3$ и $54 \cdot 10^3$ МВт·сут/т) глубинах выгорания. Из табл. 10.3 видно, что наиболее резко активность и тепловыделение снижаются при выдержке до одного года; однако двухлетняя выдержка по сравнению с годовой также существенно уменьшает активность (более чем в 2 раза). При трехлетней выдержке по сравнению с двухлетней уменьшается скорость снижения радиоактивности (~20 %), но остается еще значительным удельное тепловыделение. Транспортирование такого топлива с АЭС на радиохимический завод значительно облегчается: снижаются защита и масса контейнеров или при заданной защите и массе контейнера может быть увеличено количество загружаемых ТВС; упрощается задача охлаждения контейнера и ТВС в пути. Оптимальное время выдержки для отработавшего топлива легководных реакторов может быть различным в зависимости от глубины выгорания, от принятого способа (железнодорожный или водный транспорт) и технических средств транспортирования, а также от расстояний от АЭС до завода.

Для отработавшего ядерного топлива, транспортируемого на химическую переработку в СССР, установлено нормативное время выдержки в бассейнах на АЭС не менее 5 лет.

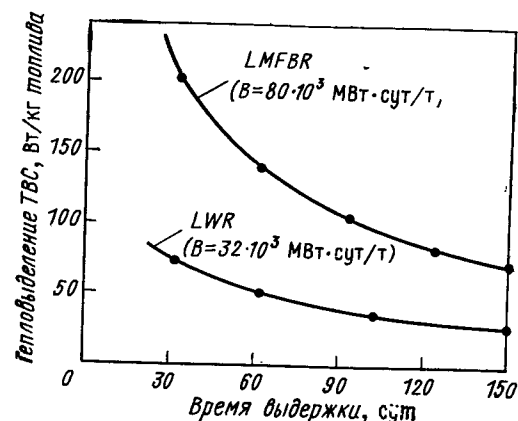


Рис. 10.3. Зависимость тепловыделения ТВС от времени выдержки в бассейне АЭС

Значения удельной радиоактивности и тепловыделения существенны не только для транспортирования, но и для процессов химической переработки топлива (разделка ТВС, их растворение и т. п.). Однако при работе на слабообогащенном уране, без рецикла плутония и при высоких глубинах выгорания топлива, экономика современных легководных реакторов малочувствительна к увеличению времени выдержки отработавшего топлива перед его регенерацией. Увеличение срока выдержки выше трех лет ограничивается лишь дополнительными затратами на сооружение и содержание хранилищ и мало влияет на топливную составляющую. Иное положение для реакторов на быстрых нейтронах.

Известно, что на экономику ЯТЦ реакторов на быстрых нейтронах и на снижение времени удвоения плутониевого топлива весьма большое влияние оказывают всемерное сокращение времени выдержки отработавшего топлива в хранилищах и ускорение процесса регенерации и возврата регенерата в цикл. Поэтому изу-

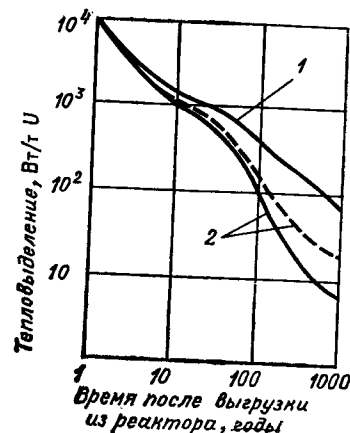


Рис. 10.4. Зависимость тепловыделения ТВС и продуктов деления от времени выдержки в бассейне при средней глубине выгорания топлива 33×10^3 МВт·сут/т:

1 — отработавшие ТВС; 2 — высокоактивные отходы после переработки отработавшего топлива

чаются пути и средства, позволяющие получать короткий внешний ЯТЦ для этих реакторов (меньше одного года).

Ниже приведена зависимость от времени выдержки суммарной активности 1 т уран-плутониевой загрузки ТВС, выгруженной из активной зоны реактора-размножителя на быстрых нейтронах при выгорании $\sim 10\%$ тяжелых атомов:

Время выдержки, год: 0, 0,25, 0,5, 1, 2,5
Активность, Ки/т $[3,7 \cdot 10^{10} \text{ расп.}/(\text{с} \cdot \text{т})]$: $76 \cdot 10^6$, $22 \cdot 10^6$, $13 \cdot 10^6$, $7,7 \cdot 10^6$, $2,7 \cdot 10^6$

Радиоактивность подсчитана для продуктов деления, имеющих период полураспада более 5 сут. Видно, что активность отработавшего топлива в течение года после выгрузки снижается на порядок. При времени выдержки 0,5 года основной вклад в радиоактивность дают ^{95}Zr и ^{95}Nb , а также ^{106}Ru и ^{144}Ce . С увеличением времени выдержки радиоактивность определяется главным образом рутением, цезием, прометием и церием. При длительном хранении основной вклад вносят долгоживущие радиоактивные элементы ^{90}Sr и ^{137}Cs . Общая γ -активность выгруженного из реактора на быстрых нейтронах топлива через год падает почти в 10 раз, но дальнейшее снижение замедляется и за последующие полтора года уменьшается в ~ 3 раза. Примерно 4—5 % общей γ -активности приходится на торцевую зону воспроизводства и $\sim 13\%$ — на боковые (кольцевые) экраны.

Летучие и газообразные продукты деления (йод, цезий, тритий, ксенон и криптон) в отработавшем топливе реакторов-размножителей на быстрых нейтронах составляют $\sim 24\%$ общего количества продуктов деления, редкоземельные элементы $\sim 25\%$. Летучие и газообразные продукты деления выделяются из твэлов на первых стадиях химической переработки — при разделке и растворении. Их полное обезвреживание представляет собой одну из самых сложных инженерных задач ядерной энергетики. Оно требует применения сложных и дорогостоящих методов их улавливания, концентрирования и безопасного удаления или захоронения, особенно таких долгоживущих радиоактивных элементов, как ^{134}Cs и $^{137}\text{Cs}^*$, ^{129}I и ^{85}Kr , а также образующегося и накапливающегося в твэлах за счет тройного деления ядер и активации легких примесей (Li, B, Be) радиоактивного трития ^3H ($T_{1/2} = 12,3$ года); его средний выход при делении плутония около 0,02 %. Активность ^3H составляет $\sim 10\%$ активности ^{85}Kr . Большое значение имеет накопление в отработавших твэлах радиоактивного йода: относительно короткоживущего ^{131}I ($T_{1/2} = 8,06$ сут), имеющего высокий выход (2,9—4,5 %) в продуктах деления урана и плутония, и весьма долгоживущего ^{129}I ($T_{1/2} = 16 \cdot 10^6$ лет).

Как видно из табл. 10.4, только после 6 мес выдержки из-за весьма большой разницы в периодах полураспада активности ^{129}I

Таблица 10.3. Изменение радиоактивности и тепловыделения ТВС реактора ВВЭР в зависимости от времени выдержки после выгрузки из реактора

Реактор	Количество ТВС в активной зоне	Размеры ТВС (размер шести-гранника «Под ключ»/высота), мм	Активность, 10^4 г-экв Ra, на одну ТВС				Остаточное тепловыделение после выдержки, кВт, на одну ТВС			
			При времени выдержки, год							
			0,5	1	2	3	0,5	1	2	3
ВВЭР-440	349	144/3200	6,7	1,9	0,79	0,63	2,2	1,2	0,6	0,3
ВВЭР-1000	151	238/4665	34	9,6	4	3,2	11,2	6,0	2,8	1,7

* При использовании водных экстракционных процессов Cs в летучую форму не переходит.

Таблица 10.4. Динамика снижения активности летучих и газообразных продуктов деления, Ки/т [$3,7 \cdot 10^{10}$ расп./с·т)], UO_2 и PuO_2 в зависимости от времени выдержки после выгрузки топлива из реактора-размножителя на быстрых нейтронах

Нуклид	Время выдержки, год				
	0	0,25	0,5	1	2,5
^{129}I	0,065	0,065	0,065	0,065	0,065
^{131}I	$5,2 \cdot 10^6$	$2,4 \cdot 10^3$	1,1	—	—
^{134}Cs	$2,1 \cdot 10^5$	$1,9 \cdot 10^5$	$1,8 \cdot 10^5$	$1,5 \cdot 10^5$	$9 \cdot 10^4$
^{136}Cs	$4,6 \cdot 10^5$	$3,5 \cdot 10^3$	—	—	—
^{137}Cs	$2,2 \cdot 10^5$	$2,2 \cdot 10^5$	$2,2 \cdot 10^5$	$2,2 \cdot 10^5$	$2,1 \cdot 10^5$
^{85}Kr	$1,24 \cdot 10^4$	$1,21 \cdot 10^4$	$1,19 \cdot 10^4$	$1,16 \cdot 10^4$	$1,05 \cdot 10^4$
^{131}Xe	$3,1 \cdot 10^4$	$4,7 \cdot 10^2$	—	—	—
^{133}Xe	$7,8 \cdot 10^6$	52	—	—	—

Таблица 10.5. Содержание долгоживущих продуктов деления, кг/т топлива, при максимальной глубине выгорания 10 %

Нуклид	Время выдержки, год				Нуклид	Время выдержки, год			
	0	0,5	1	3		0	0,5	1	3
Криптон	0,6	0,6	0,6	0,6	Сурьма	0,1	0,09	0,08	0,05
Рубидий	0,5	0,5	0,5	0,5	Теллур	2,0	2,0	2,0	2,0
Стронций	1,1	1,05	1,04	1,01	Иод	0,9	0,9	0,9	0,9
Иттрий	0,74	0,63	0,62	0,60	Ксенон	10	10	10	10
Цирконий	7,4	7,1	7,1	7,1	Цезий	8,3	8,3	8,3	8,3
Ниобий	0,1	0,04	—	—	Лантан	3,1	3,1	3,1	3,1
Молибден	9,9	10,3	10,3	10,3	Церий	5,5	5,0	4,7	4,4
Технеций	2,3	2,3	2,3	2,3	Празеодим	3,4	3,4	3,4	3,4
Рутений	8,0	7,6	7,4	7,0	Неодим	6,3	6,5	6,8	7,3
Родий	2,3	2,3	2,3	2,3	Прометий	0,7	0,6	0,5	0,4
Палладий	5,7	6,1	6,3	6,7	Самарий	1,9	2,0	2,1	2,2
Серебро	0,52	0,52	0,52	0,52	Европий	0,45	0,42	0,39	0,33

и ^{131}I будут сравнимы, но при выдержке менее 3 мес активность ^{131}I остается все еще очень высокой.

В табл. 10.5 дано содержание продуктов деления в ТВС реактора-размножителя на быстрых нейтронах в зависимости от времени выдержки. Видно, что содержание продуктов деления за год выдержки практически не меняется (за исключением ниобия). Таким образом, при химической переработке отработавшего топлива такого реактора придется иметь дело с очисткой от всех перечисленных в таблице продуктов деления, из которых наибольшую трудность для экстракционной технологии представляют ^{95}Zr , ^{95}Nb , ^{103}Ru и ^{106}Ru . Их активность в регенерате уран-плутониевого топлива не должна быть более 10 % собственной радиоактивности урана и плутония в топливе. Это означает, что допустимая активность ^{95}Zr и ^{95}Nb должна составлять менее 10 Ки ($3,7 \cdot 10^{11}$ расп./с), а Ru — 35—150 Ки [$(1,3—15,5) \cdot 10^{12}$ расп./с] на 1 т диоксида плутония и урана. В собственную активность

Таблица 10.6. Коэффициенты очистки от ^{95}Zr , ^{95}Nb , ^{103}Ru и ^{106}Ru и вклад активности этих элементов в общую активность

Время выдержки, год	^{95}Zr , ^{95}Nb	^{103}Ru	^{106}Ru
Коэффициенты очистки			
0,25	$5,3 \cdot 10^8$	$3,4 \cdot 10^8$	$1,5 \cdot 10^8$
0,5	$2,3 \cdot 10^8$	$6,6 \cdot 10^5$	$1,3 \cdot 10^8$
1,0	$3,5 \cdot 10^7$	$2,6 \cdot 10^3$	$1,3 \cdot 10^8$
2,0	$1 \cdot 10^4$	—	$9 \cdot 10^7$
Вклад в общую γ -активность, %			
0,25	23,6	23,2	23,6
0,5	17,4	7,6	34,0
1,0	4,5	0,5	41,5
2,5	—	—	41,8

изотопов плутония наибольший вклад вносит ^{238}Pu (~70 %). Для получения относительно чистого уран-плутониевого топлива необходимы очень высокие коэффициенты очистки (отношение концентрации до и после очистки) от циркония, ниобия и рутения.

Из табл. 10.6 видно, что при выдержке выгруженного из реактора топлива до года коэффициенты очистки от ^{95}Zr и ^{95}Nb должны достигать очень больших значений. Для ^{106}Ru такой уровень очистки требуется обеспечивать и при выдержке до 2,5 года и более. Таким образом, очистка от ^{106}Ru будет характеризовать окончательный результат химической переработки уран-плутониевого топлива.

В настоящее время еще трудно установить оптимальные (экономически) значения необходимых коэффициентов очистки, так как еще не накоплен опыт по дистанционным методам изготовления и обращения с высокоактивным (по суммарной радиоактивности) плутониевым топливом. Нет возможности оценить влияние уровня очистки от радиоактивных продуктов деления на потери и стоимость регенерируемого делящегося продукта, который будет многократно подвергаться химической регенерации. Большое значение будет иметь полнота извлечения плутония из отработавшего топлива, т. е. минимальные потери в топливном цикле, особенно при химической переработке топлива активных зон реакторов-размножителей. Ставится задача снизить эти потери по изотопам плутония суммарно до 0,2 % и менее, а по урану — до 0,25 %.

Аналогичное положение возникает и при переработке топлива легководных реакторов при глубине выгорания более 30×10^3 МВт·сут/т.

10.4. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ОТРАБОТАВШЕГО ТОПЛИВА ОТ АЭС ДО РАДИОХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Отработавшее ядерное топливо по истечении определенного срока выдержки в охлаждающих бассейнах на АЭС перевозится на перерабатывающий химический завод для регенерации в специальных контейнерах железнодорожным, автомобильным или водным транспортом. Для транспортирования контейнеров применяются специально спроектированные вагоны, автоплатформы и плавучие средства.

Загруженные топливом контейнеры имеют массу от 30 до 110 т, причем на долю облученных ТВС приходится лишь 2—5 % общей массы. Стоимость 80—100-тонного контейнера для перевозки 12 ТВС реактора PWR составляет ~425 тыс. дол., а вместе со специальным вагоном ~1,3 млн. дол. (по курсу 1976 г.).

Время нахождения контейнеров с грузом и приданных к ним транспортных средств в пути (за вычетом времени обратного порожнего рейса и т. п.) в зависимости от расстояния составляет лишь 10—20 % времени, затрачиваемого на все транспортные операции. Таким образом, коэффициент использования дорогостоящих транспортных средств невелик, а капиталовложения и амортизационные отчисления значительны. Сильно удорожают перевозку и расходы по обеспечению радиационной безопасности. Транспортные расходы на перевозку отработавшего топлива в Западной Европе по данным МАГАТЭ составляют:

на короткие расстояния [Бельгия — Уиндсейл (Великобритания) — мыс Аг (Франция)] — 25—30 дол/кг У;

на средние расстояния (Центральная Европа — мыс Аг или Уиндсейл) автомобильным, железнодорожным и морским транспортом — 30—35 дол/кг У;

на большие расстояния морским транспортом — 35—50 дол/кг (Южная Европа или Скандинавия — Уиндсейл), 80—120 дол/кг (Япония — Европа)*.

Транспортирование является важным звеном ЯТЦ. В настоящее время проблема транспортирования в техническом и экономическом аспекте разработана еще недостаточно. Сокращение времени внешнего топливного цикла для быстрых реакторов требует перевозок отработавшего топлива с малым временем выдержки, т. е. топлива с большим остаточным тепловыделением и высокой активностью. Однако транспортирование такого топлива усложняет и удорожает контейнеры и транспортные средства, снижает количество перевозимых в одном контейнере и вагоне ТВС.

Упаковка отработавшего топлива — наиболее сложная часть транспортирования. К транспортным контейнерам предъявляются высокие требования, а прежде всего по обеспечению надежной биологической защиты от ионизирующего излучения (γ , n), исклю-

* По курсу доллара США в 1976 г.

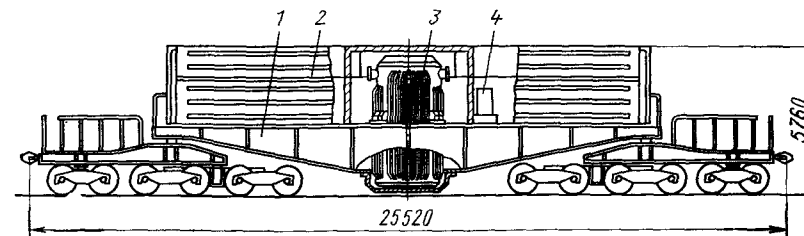


Рис. 10.5. Железнодорожный вагон-контейнер (тип 6) для перевозки от АЭС на перерабатывающий радиохимический завод (или в промежуточные хранилища) отработавшего топлива реакторов ВВЭР-440:

1 — платформа; 2 — обшивка; 3 — контейнер; 4 — приборный пульт

чению выхода радиоактивных продуктов в окружающую среду, теплоотводу, ядерной безопасности, сохранению герметичности в аварийных ситуациях (пожар, падение контейнера с вагона, падение в воду и т. п.). Требования к перевозкам отработавшего топлива сформулированы в «Правилах безопасной перевозки радиоактивных веществ» МАГАТЭ и (на их основе) в «Правилах транспортирования отработавшего топлива от АЭС стран — членов СЭВ по железной дороге», утвержденных (1977 г.) Постоянной

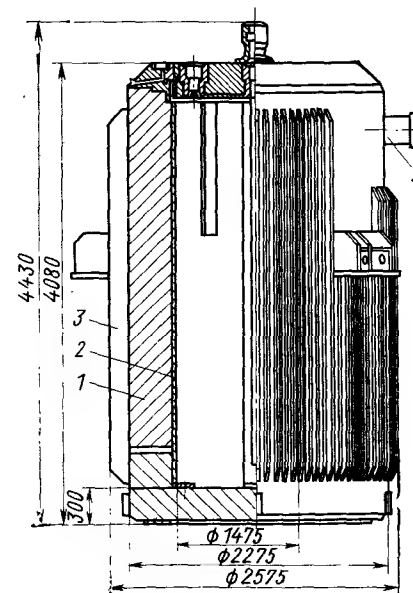


Рис. 10.6. Транспортный контейнер (тип 7) для ТВС реактора ВВЭР-440:

1 — корпус; 2 — внутренняя облицовка; 3 — ребро; 4 — цапфа

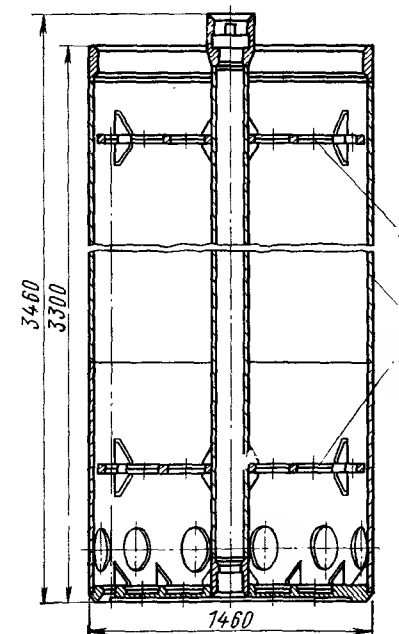


Рис. 10.7. Чехол на 30 ТВС реактора ВВЭР-440, устанавливаемый в контейнере (типа 7):

1 — цилиндрическая обечайка; 2 — решетка

Таблица 10.7. Контейнеры для перевозки отработавшего топлива

Реактор	Форма контейнера	Масса, т	Размеры, м
ВВЭР-440	Вертикальный цилиндр	90	$\varnothing 2,3; H=4,4$
ВВЭР-1000	Горизонтальный цилиндр	110	$\varnothing 2,1; L=6,1$
PWR и BWR: JE-300, перевозка по автомобильным и железным дорогам	То же	70	$\varnothing 1,5; L=5,4$
TN-24 (варианты А, В, С, D)	" "	87—115	$\varnothing 1,45(2,5); L=5,2 \div 6,2$
«Кастор» (сухой контейнер, несколько типоразмеров)	" "	60—106	$\varnothing 1,7(1,5); L=5 \div 5,6$

комиссией СЭВ по использованию атомной энергии в мирных целях.

На рис. 10.5 показан железнодорожный вагон-контейнер, разработанный в СССР для перевозки отработавшего топлива АЭС с реакторами ВВЭР-440, а на рис. 10.6 — транспортный контейнер, позволяющий устанавливать в его чехлах (рис. 10.7) 30 ТВС реактора ВВЭР-440, т. е. 25 % ежегодной выгрузки. Каждая ТВС помещается в свой герметичный пенал.

В табл. 10.7 приведены сравнительные данные советского (для реакторов ВВЭР-440 и ВВЭР-1000), американского, немецкого (ФРГ) и французского (для реакторов PWR или BWR) транспортных контейнеров.

В соответствии с «Правилами безопасной перевозки радиоактивных веществ» МАГАТЭ температура наружной поверхности контейнера не должна превышать 82 °С при температуре окружающего воздуха 38 °С, а максимально допустимое давление в контейнере должно быть менее 7 кгс/см² (0,7 МПа). Площадь поверхности контейнера для ТВС реактора ВВЭР-440 составляет 30 м². Эта поверхность достаточна, чтобы обойтись без принудительного охлаждения контейнера (выделяемая тепловая мощность ~22—30 кВт) при перевозке ТВС после выдержки в течение 3—5 лет (в зависимости от фактической глубины выгорания).

Созданная в 1972 г. западно-европейская (ФРГ, Франция, Великобритания) фирма «Нуклеар транспорт» осуществляет перевозки ядерного топлива, используя контейнеры двух типов: легкие (38 т), вмещающие 3 ТВС реактора PWR или 7 ТВС реактора BWR, и тяжелые (70 т), рассчитанные на 7 ТВС реактора PWR или на 18 ТВС реактора BWR.

Легкие контейнеры перевозятся на трехосных полуприцепах тракторной тягой, тяжелые — по железной дороге на специальных

Материал защиты; толщина, мм	Количество ядерного топлива (UO ₂), т	Число ТВС	Заполнение внутренней полости
Сталь; 400	3,8	30	Вода, инертный газ
Сталь; 410	3	6	Вода
Обедненный уран, сталь	До 4	7(PWR), 18(BWR)	"
Кованая сталь; 250—320, смола	До 7—10	24—32 (PWR)	Инертный газ
Монолитный чугун со сферическим графитом	2,1—4,8 1,4—4,8	4—9(PWR) 4—16(BWR)	Гелий

вагонах-платформах* или на паромовых и специальных кораблях по морю. Все эти контейнеры предусматривают перевозки неповрежденных (не потерявших герметичности) твэлов. Предотвращение радиоактивного загрязнения контейнеров представляет собой серьезную техническую задачу. Контейнеры снабжаются приборами контроля основных параметров, системами промывки и дезактивации.

Топливо, отработавшее (облученное)** в реакторах на быстрых нейтронах, охлаждаемых натрием, предполагается перевозить после малой (до 6—12 мес) выдержки с применением принудительного охлаждения (воздухом или гелием), а в качестве теплоносителей, передающих теплоту от ТВС к охлаждаемым стенкам контейнера, использовать жидкий натрий, свинец, дифенил, расплавы солей (с термосифонной осевой циркуляцией). Облученные ТВС перед их загрузкой в транспортный контейнер предполагается очищать от натрия с помощью влажных газов при температуре 150—200 °С с последующей водной промывкой.

10.5. «СУХИЕ» КОНТЕЙНЕРЫ И ДОЛГОВРЕМЕННЫЕ ХРАНИЛИЩА ОТРАБОТАВШЕГО ТОПЛИВА

В связи с задержками строительства и ввода мощностей радиохимических заводов западноевропейские страны проявляют все больший интерес к концепции транспортирования и длительного хранения (на воздухе) отработавшего топлива в «сухих» контейнерах типа «Кастор» (Castor), разработанных в ФРГ фирмой GNS (Gesellschaft für Nuclear Servis).

* Разработан также ряд тяжелых контейнеров массой до 120 т.

** Выражение «облученное» топливо применяется к выгруженному из реактора топливу независимо от его глубины выгорания, в том числе и к топливу, выгоревшему до расчетной глубины выгорания и полностью отработавшему в реакторе.

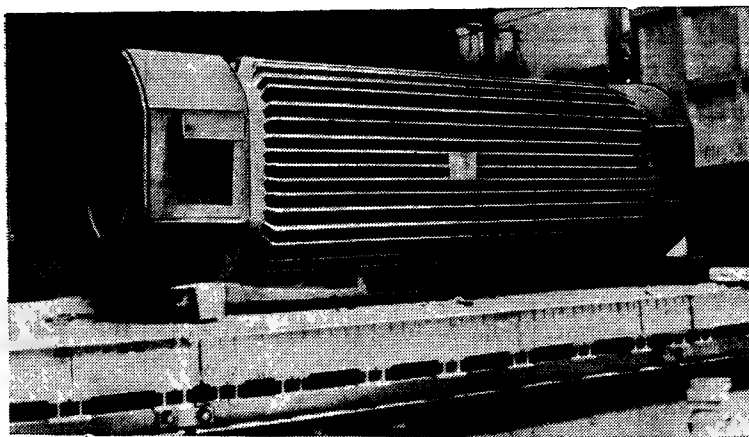


Рис. 10.8. Отливка из чугуна корпуса контейнера «Кастор-1С»

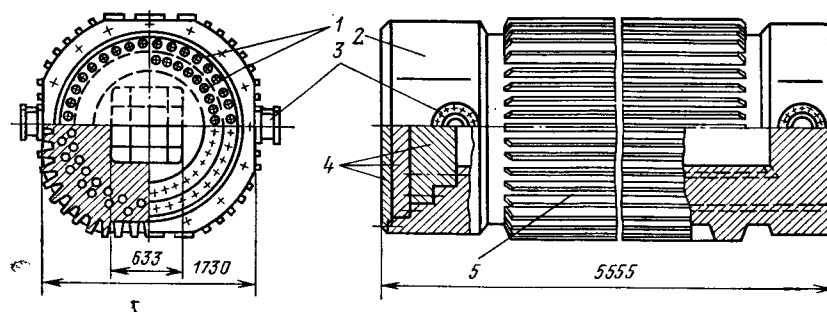


Рис. 10.9. Схема «сухого» контейнера «Кастор-1С» для транспортирования и хранения 16 ТВС реактора PWR (масса контейнера 82 т, масса ТВС 3,1 т): 1 — поглощающие нейтроны стержни; 2 — верхняя часть; 3 — цапфы; 4 — крышки; 5 — ребра охлаждения

Контейнер «Кастор» (рис. 10.8) представляет собой цельнолитой толстостенный корпус (рис. 10.9), имеющий снаружи продольное оребрение. Материал — специальный чугун со сферическим графитом, обладающий высокой ковкостью, пластичностью и хорошей коррозионной устойчивостью. Корпус снабжен полыми цапфами из нержавеющей стали. Защита от излучения обеспечивается толстыми стенками (420—450 мм). Функцию нейтронной защиты выполняет материал с высоким содержанием водорода (борированный полиэтилен, каучук силиконовый или фтористый), размещаемый в 80 каналах по длине корпуса, а также в виде пластин на крышке и днище. Графит, содержащийся в чугуне и занимающий 7—8 % объема отливки (~3,5 % по массе), дополняет, в свою очередь, нейтронную защиту.

Герметизация контейнера осуществляется с помощью двух крышек из нержавеющей стали и металлических и неметалличе-

ских уплотнений. Для надежности при длительном хранении устанавливается на сварке третья крышка.

Внутренняя поверхность контейнера плакирована нержавеющей сталью (гальванопокрытие толщиной 1,3—2 мм). Наружные поверхности защищены от коррозии напыленным полимерным покрытием (основа — эпоксидхромат цинка).

Транспортирование и хранение обработавших ТВС осуществляется «всухую». Внутренняя полость с загруженными ТВС* вакуумируется и заполняется гелием с контролируемым давлением (1,0 атм). Пространство между крышками заполняется азотом (~6 атм). При загрузке 3,1 т (по урану) обработавших 16 ТВС реактора PWR при остаточном суммарном тепловыделении ~30 кВт температура наиболее нагретого твэла не превышает 370 °С. Температура стенки внизу 50 °С, сверху 58 °С при температуре окружающего воздуха 27 °С. Мощность дозы излучения на поверхности по центру активной части ТВС составляет 19 мбэр/ч, в том числе от γ -излучения 10 мбэр/ч и от нейтронов 9 мбэр/ч. Контейнер «Кастор» классифицируется как упаковка типа В (U) в соответствии с требованиями МАГАТЭ. Стоимость одного контейнера 1—1,5 млн. марок ФРГ.

Разработано несколько модификаций контейнеров для ТВС реактора LWR. Они рассчитаны на размещение 4 и 9 ТВС реактора PWR, 4 и 16 ТВС реактора BWR с полезной нагрузкой 2,1 и 4,8 т (PWR), 1,4 и 4,8 т (BWR) и суммарным остаточным тепловыделением 22—45 кВт (при средней глубине выгорания 35 ГВт·сут/т). Масса контейнеров составляет 60—106 т. Использование контейнеров «Кастор» возможно также для транспортирования и хранения высокоактивных отходов, в том числе и остеклованных, перед их захоронением.

В Гарлебене и Ахаусе (ФРГ) сооружаются централизованные сухие хранилища отработавшего топлива в контейнерах «Кастор», рассчитанные на ~1500 т топлива (рис. 10.10). Контейнеры в хранилище устанавливаются мостовым краном вертикально. Отвод тепла осуществляется естественной вентиляцией. Считают, что сухое хранение контейнеров в таких хранилищах в ~2 раза дешевле, чем в бассейнах: меньше капитальные вложения и транспортные расходы, нет радиоактивных отходов, обеспечена защита окружающей среды, металл контейнера не загрязняется радиоактивными веществами и может быть переплавлен и т. п. Как показали исследования, проведенные в Великобритании, для обеспечения безопасности сухого хранения отработавших твэлов из циркалоя в течение 40 лет температура оболочек не должна превышать 350 °С.

Наряду с сооружением «сухих» хранилищ с контейнерами естественного воздушного охлаждения в ряде стран при АЭС сооружаются большие хранилища бассейнового типа, в которых отра-

* Предполагается также загрузка ТВС во вставные и выемные пены, размещаемые во внутренней полости корпуса.

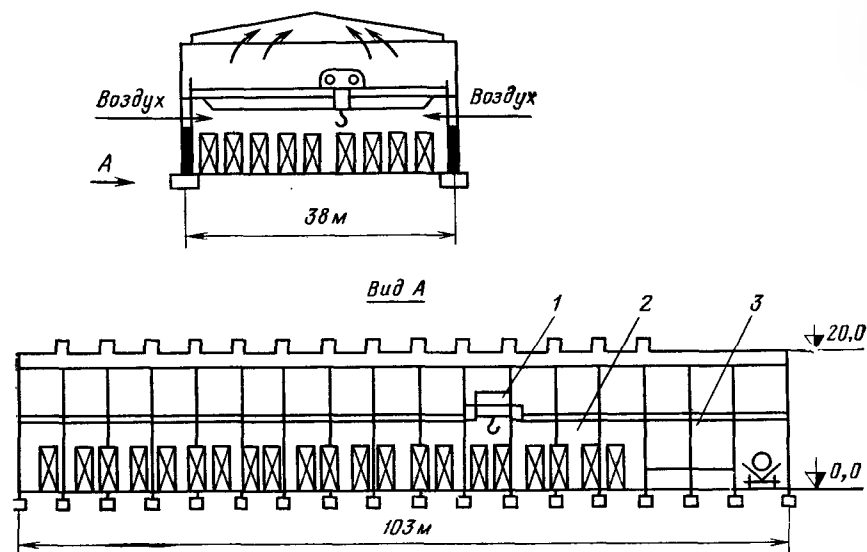


Рис. 10.10. Схема «сухого» хранилища для контейнеров с отработавшими ТВС с конвективным отводом тепла воздухом (а) и общий вид контейнера на специальном вагоне (б):

1 — мостовой кран; 2 — хранилище транспортных контейнеров; 3 — приемное отделение

ботавшие ТВС хранятся после их выгрузки из транспортных контейнеров около 10 лет до их последующей транспортировки для переработки на радиохимический завод. На рис. 10.11 показан продольный разрез такого хранилища. Оно предназначено для хранения отработавшего топлива, выгружаемого из четырех реакторов типа ВВЭР в течение 10 лет (600 т U или 5000 ТВС). Хранилище имеет три основных отделения: 1 — приемка транспортных контейнеров, перегрузка из них ТВС в бассейны, обмывка и дезактивация контейнеров; 2 — транспортный зал и заполненный водой бассейн для хранения ТВС с несколькими отсеками; 3 — технические службы обеспечения. Бассейны имеют двойную металлическую облицовку и подвижные защитные щельные перекрытия. Зал перегрузки оборудован специальным мостовым краном (125/20 тс). Эксплуатация хранилища рассчитана на весь срок действия АЭС.

«Сухие» контейнеры большой вместимости фирмы «Транснуклеар» (Франция). Стандартные «сухие» контейнеры (TN) для транспортирования и длительного хранения облученного топлива легководных реакторов электрической мощностью 900—1300 МВт разработаны и выпускаются последние 10 лет французской фирмой «Транснуклеар». Они используются в настоящее время для межконтинентальных перевозок отработавшего ядерного топлива после выдержки его в бассейнах на АЭС в течение 6—18 мес. Изготавливаются контейнеры нескольких типов: TN-8,

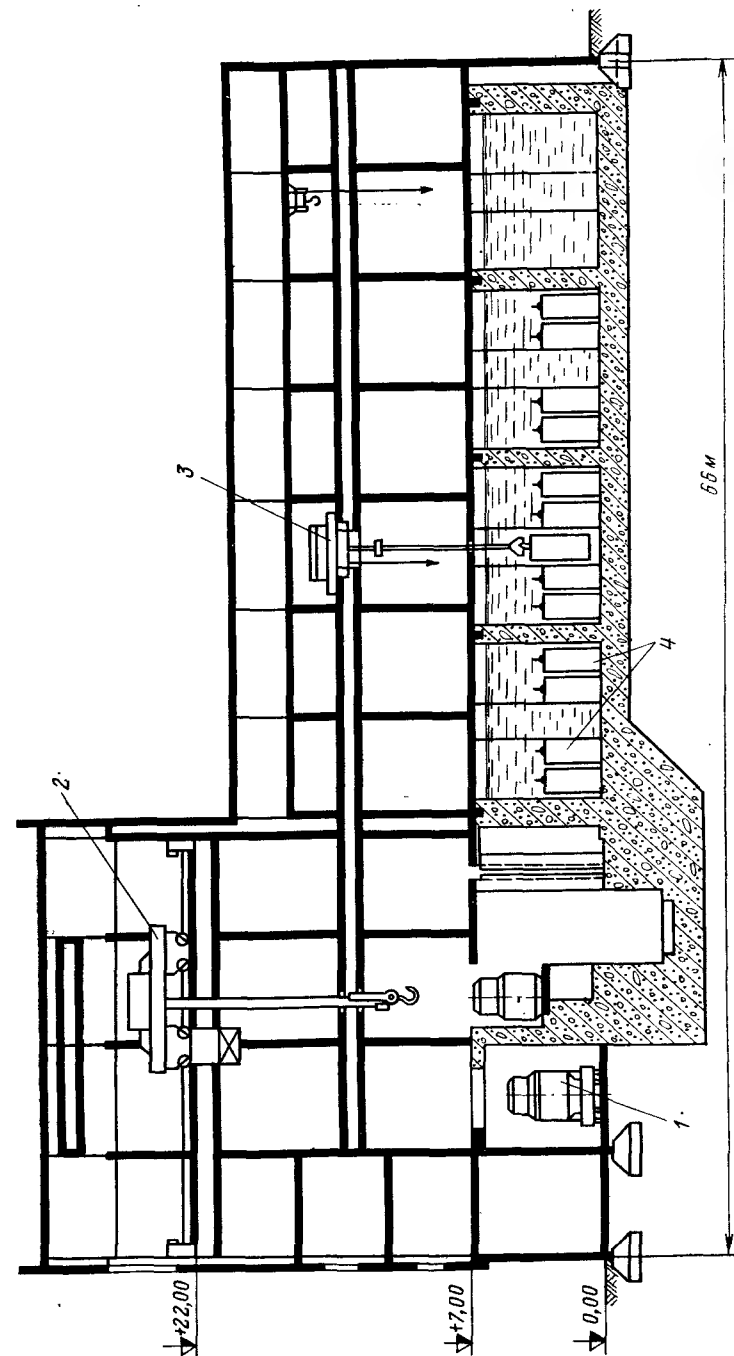


Рис. 10.11. Схема бассейнового хранилища отработавшего топлива: 1 — транспортный контейнер; 2 — мостовой перегрузочный кран; 3 — кран (15 т) бассейнового зала; 4 — чехлы с ТВС

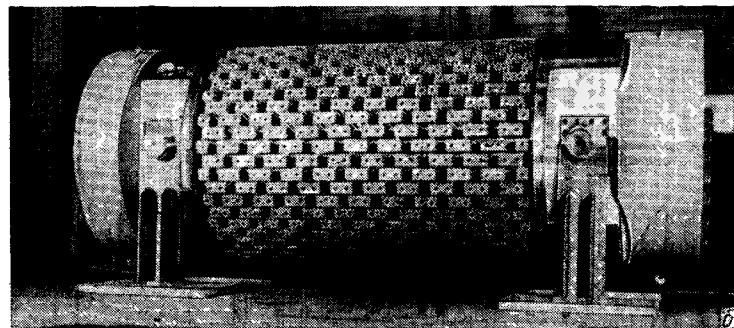
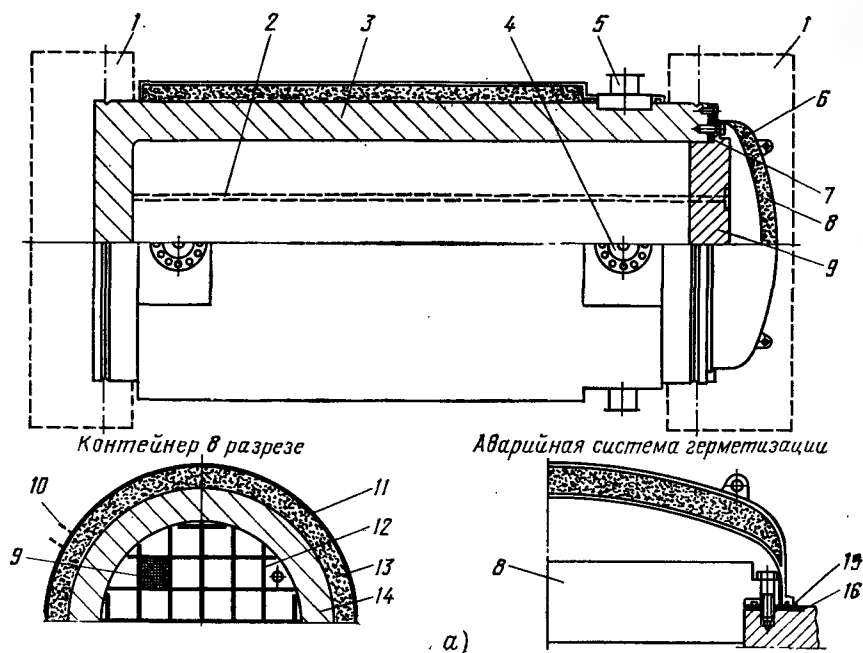


Рис. 10.12. Конструкция французского контейнера TN-24 (а) и общий вид (б): 1 — транспортировочная крышка; 2 — съемная сливная труба; 3 — корпус; 4 — цапфы; 5 — запасные цапфы; 6 — защитная крышка с нейтронной защитой; 7 — металлические прокладки; 8 — поглотитель нейтронов; 9 — крышка; 10 — дополнительные ребра при перевозке высокоактивного топлива; 11 — гладкая поверхность (при перевозке свежего или низкоактивного топлива); 12 — корзина для ТВС; 13 — нейтронная защита; 14 — защита от γ -излучения; 15 — сварка; 16 — покрытие из нержавеющей стали

TN-12, TN-24 (табл. 10.8). Схема «сухого» контейнера TN-24 и общий вид приведены на рис. 10.12.

Разновидностью контейнеров фирмы «Транснуклеар» являются контейнеры типа TN-12, рассчитанные на перевозку отработавшего ядерного топлива реактора LWR с малым временем выдержки (6—18 мес) и высокой мощностью тепловыделения 93—

Таблица 10.8. Характеристики «сухих» контейнеров французской фирмы «Транснуклеар» типа TN-24

Параметр	Варианты А/В	Варианты С/Д
Тип ТВС	17×17	17×17
Число загруженных ТВС	24/32	24/24
Средняя глубина выгорания, 10^3 МВт·сут/т U	33	33—47
Начальное обогащение, %	3,5	3,5/4,3
Время выдержки, мес	60	24/36
Тепловая мощность энерговыделения, кВт	24/32	70/65
Размеры контейнера, мм:		
внутренний диаметр	1455/1610	1450
длина внутренней полости	4150	4150
сечение ячейки для сборок	218×218	218×218
наружный диаметр	2280/2444	2500
длина при транспортировании	6000/6050	6140/6190
длина при хранении	5150/5200	5190/5240
Общая масса, т:		
при погрузке (на крюке)	91,8/106,3	109,3/114,3
при транспортировании	93/108,2	111,2/115,3
при хранении	86,6/103,2	106,2/111,2

120 кВт; они вмещают 12 ТВС реактора PWR. Габаритные размеры и массы TN-12 аналогичны габаритным размерам и массе TN-24.

Контейнер TN-24 представляет собой массивный корпус из ковanej стали толщиной 250—320 мм, обеспечивающий защиту от γ -излучения, а также высокую конструкционную прочность. Мощность дозы излучения на расстоянии 1 м менее 0,1 мЗв/ч (10 мбэр/ч). Нейтронная защита обеспечивается слоем смолы, заливаемой между корпусом и наружным стальным кожухом. Медные ребра, проходящие через слой смолы, обеспечивают передачу остаточного тепла от отработавшего топлива. В зависимости от остаточного теплоныделения кожух имеет гладкую или оребренную поверхность. Температура наружной поверхности не превышает 135 °С. Во внутреннюю полость вставляется корзина из алюминия с бором в качестве поглотителя нейтронов. Конструкция корзины предотвращает возможность образования критической массы и обеспечивает отвод тепла к наружным поверхностям.

Внутренняя полость контейнера заполняется инертным газом. Герметичность обеспечивается двумя концентрическими металлическими прокладками, опорные поверхности которых имеют покрытие из нержавеющей стали. Защитные металлические покрытия применены на всех поверхностях из углеродистой стали.

В крышке имеется отверстие, выполняющее несколько функций, включая контроль атмосферы внутри контейнера во время хранения.

При хранении крышка герметично защищается кожухом, обеспечивающим двойной барьер герметичности. Для подъема краном предусмотрено три пары съемных подвесок, одна из них — резервная. Транспортируется контейнер TN-24 в горизонтальном положении с защитными амортизаторами на торцах.

Единственным промышленно освоенным (для крупных партий) методом химической переработки отработавшего в реакторах АЭС оксидного уранового топлива пока является *экстракция* урана и плутония из водных растворов их нитратов с помощью жидкого органического растворителя. Наиболее широкое применение получила экстракция урана и плутония трибутилфосфатом по технологической схеме, названной *пьюрекс-процессом* и впервые примененной в США в 1954 г. для выделения плутония из облученного металлического природного урана. Этот метод имеет различные усовершенствования и технологические варианты, направленные на снижение радиационного воздействия на экстрагент и достижение более глубокой очистки урана и плутония от продуктов деления.

В ряде стран ведутся исследования и разработки так называемых *сухих (безводных) методов* химической регенерации: фторидных (основанных на превращении U в Pu в газообразную фазу гексафторидов), пирометаллургических, растворения в расплавах солей и др. Их цель — обеспечить наиболее эффективную в техническом и экономическом отношении промышленную технологию регенерации с одновременным решением проблемы переработки, консервации и удаления радиоактивных отходов в наиболее компактном и безопасном для хранения виде. Предполагается, что сухие методы позволят осуществить регенерацию топлива активных зон реакторов-размножителей на быстрых нейтронах с короткой выдержкой этого топлива и с меньшими потерями его по сравнению с жидкостной экстракцией. Эти методы привлекательны также тем, что удельные объемы получаемых радиоактивных отходов малы (преимущественно твердая компактная форма, пригодная для консервации в процессе *регенерации*).

Как при жидкостных, так и при сухих методах химической переработки отработавшего топлива процессы (и связанные с ними трудности) очистки, консервации и удаления газообразных и летучих продуктов деления весьма схожи, хотя при сухих процессах улавливание и удаление иода и трития упрощаются.

На рис. 10.13 приведена схема основных этапов подготовки и радиохимической переработки отработавшего топлива методом жидкостной экстракции.

Для отработавшего топлива реакторов на тепловых нейтронах LWR (США), ВВЭР и РБМК (СССР) установлено оптимальное время выдержки в бассейнах с водой на АЭС 3—5 лет. Для реакторов-размножителей на быстрых нейтронах нормативное время пребывания ТВС в бассейнах выдержки на АЭС пока не установлено. Для получения малого времени удвоения топлива это время должно быть минимальным (не более 1 года).

Поступившее от АЭС на радиохимический завод топливо перегружают под водой из контейнеров в бассейны складов-хранилищ,

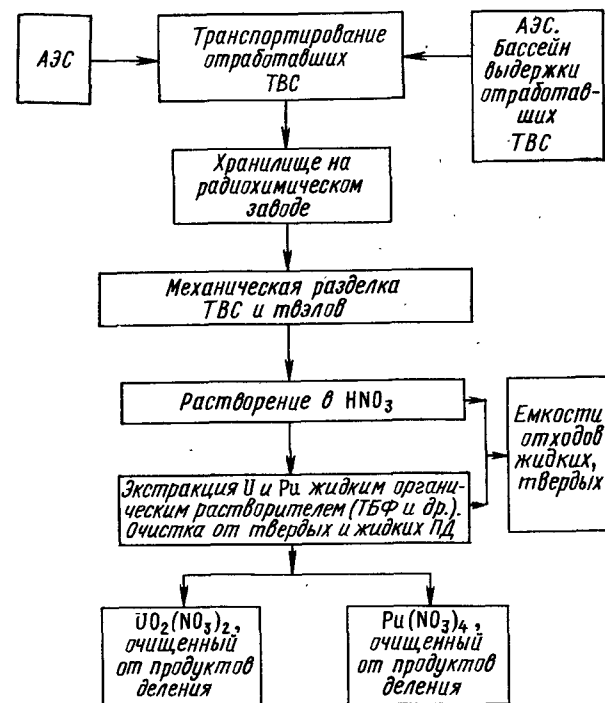


Рис. 10.13. Схема основных этапов подготовки и радиохимической переработки отработавшего топлива АЭС методом жидкостной экстракции

где ТВС устанавливают в специальных стойках или стеллажах, размещая так, чтобы в любых случаях не достигалась критическая масса и обеспечивалось необходимое охлаждение. Глубина бассейнов и толщина слоя воды над ТВС рассчитаны так, чтобы создать необходимую радиационную защиту. Бассейны имеют замкнутую циркуляционную систему для охлаждения и очистки воды и снабжены отсосами воздуха в систему специальной очистной вентиляции.

Из бассейнов ТВС поступают в отделение разделки, представляющее собой наиболее сложный комплекс радиохимического завода и оснащенное дистанционно управляемой техникой.

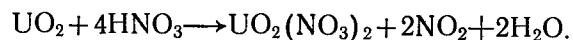
Разделка ТВС перед растворением топлива на заводах США и Западной Европы осуществляется механическими средствами: рубка с помощью специальных прессов, разрезка ТВС фрезами целиком без разборки на отдельные твэлы, при этом предварительно отрезаются концевые детали («холостые концы»), не содержащие топлива.

На опытном заводе «Еврокемик» в Бельгии применялось химическое удаление циркониевых оболочек твэлов. Недостаток этого способа — большое количество (8—10 м³/т урана) радиоактивного шлама.

Разрабатываются установки для резки лучом лазера (Великобритания, Франция), а также для разборки ТВС на отдельные твэлы и их последующей разделки для растворения.

Для обеспечения лучшей растворимости стержни твэлов режут на куски длиной 15—20 мм. Отрезанные куски попадают в баки-растворители периодического или непрерывного действия, выполненные из нержавеющей стали. В этих растворителях осуществляется *выщелачивание* (извлечение) урана и плутония с помощью нагретой крепкой азотной кислоты. Полное растворение окисного топлива происходит за 2—4 ч, металлического — за 24 ч.

Во Франции и США разработаны аппараты растворения непрерывного действия барабанного типа. Ядерная безопасность может достигаться добавлением в раствор нейтронных поглотителей (например, гадолиния) или комбинацией ядерно-безопасной геометрии аппарата с поглотительными вставками. Растворы тщательно осветляются с использованием фильтров из мелкопористой нержавеющей стали (диаметр пор ~3 мкм) или центрифуг. Растворение диоксида урана в азотной кислоте происходит по реакции



Для более полного растворения плутония вводятся дополнительные операции растворения «нерастворимых остатков» с введением в раствор фторид-иона. Металлический уран растворяют в кипящей азотной кислоте. Для улавливания окислов азота в систему поддувают кислород, в результате чего в специальном аппарате — дефлегматоре — получают азотную кислоту, снова возвращаемую в цикл.

Тщательно отфильтрованный водный раствор уранилнитрата $\text{UO}_2(\text{NO}_3)_2$ с сопутствующими ему растворимыми продуктами деления поступает на экстракцию растворителями. Основа процесса экстракции растворителями — распределение растворенного вещества между двумя несмешивающимися жидкостями (водная и органическая фазы). Между этими фазами по известному закону в каждой ступени распределяются растворенные вещества в определенном соотношении. Отношение концентрации вещества в органической фазе к его концентрации в водной фазе в условиях равновесия между фазами называется *коэффициентом распределения*.

При нескольких последовательных процессах экстракции можно сконцентрировать в органической фазе почти все 100 % нитратов урана и плутония, обеспечив необходимый коэффициент очистки их от радиоактивных продуктов деления: $5 \cdot 10^7$ — 10^8 для плутония, 10^6 — 10^7 для урана.

Таким образом, многоступенчатая экстракция органическим растворителем позволяет иметь одновременно высокое извлечение ядерного топлива из растворов и его глубокую очистку от радиоактивных продуктов деления. Степень этой очистки должна до-

ТВС из хранилища

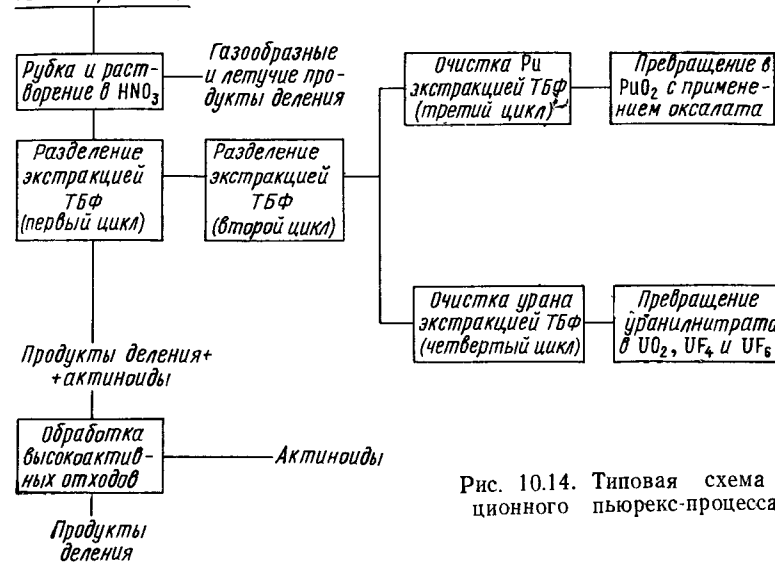


Рис. 10.14. Типовая схема экстракционного пьюрекс-процесса

пускать работу с регенерированным ураном без биологической защиты, т. е. его радиоактивность должна быть близка к естественной радиоактивности ($\sim 0,3$ мкКи/кг [$\sim 1,1 \cdot 10^4$ расп./с·кг]). Это и определяет тот предел очистки, к которому следует стремиться при химической переработке отработавшего топлива.

В качестве органического экстрагента успешно применяется трибутилфосфат (ТБФ), разбавленный до 30 % очищенным керосином (Н-додеканом) или другим инертным разбавителем (см. § 6.13).

Главное преимущество ТБФ как экстрагента — его способность селективно извлекать из азотнокислого раствора уран и плутоний, при этом азотная кислота служит в качестве высаливающего агента. Азотная кислота легко очищается дистилляцией, что позволяет превращать ее в процесс и не увеличивать за счет нее радиоактивные сбросы. На рис. 10.14 показана распространенная *схема экстракционного пьюрекс-процесса* с несколькими циклами очистки от продуктов деления.

Органическая фаза избирательно экстрагирует только U и Рс, оставляя почти все продукты деления в водной фазе, в которой таким образом концентрируются высокоактивные отходы. Органическая фаза, содержащая U и Рс, промывается азотной кислотой в целях удаления различных загрязняющих веществ и направляется в аппарат, где контактирует с водой, которая с ТБФ смыкает U и Рс, переводя их снова в водную фазу (реэкстракция). Этим завершается *первый цикл* экстракции.

Во втором экстракционном цикле, или цикле разделения U—Pu, жидкая водная фаза из первого цикла (после концентрирования в испарителе) опять направляется в экстракционно-промывной бак (колонну). Затем органический экстракт подается в другой блок (колонну), где U отделяется от Pu путем контактирования органической фазы с водным раствором, содержащим агент-восстановитель (обычно применяется четырехвалентный уран или двухвалентное железо).

Четырехвалентный плутоний восстанавливается до трехвалентного состояния, в котором он менее подвержен экстракции ТБФ, и, следовательно, может быть удален из колонны с водной фазой.

Раствор плутония в азотной кислоте концентрируется, затем подвергается денитрации и превращается в сухой порошок PuO₂. Уран же удаляется из органической фазы в третьем блоке (колонне). Для полной очистки уранового продукта используют два-три дополнительных цикла экстракции органическим растворителем.

Для очистки от продуктов деления (особенно от рутения) и концентрирования плутония требуется один дополнительный цикл экстракции с последующей глубокой очисткой на анионообменных фильтрах. Рафинаты выпаривают для концентрирования и хранения, а также для очистки и возврата азотной кислоты в процесс.

Органический растворитель (ТБФ) на выходе из экстракционного процесса очищают от оставшихся в нем урана, плутония и продуктов деления, а также от растворенных веществ, оказавшихся в ТБФ из-за химической и радиохимической деструкции (повреждения) компонентов органической фазы. Процесс очистки растворителя включает в себя обычно щелочную и кислотную промывку. После очистки органический растворитель возвращается в процесс.

Циклы экстракции на перерабатывающих заводах позволяют выделить 98,5—99,5 % урана и плутония, содержащихся в перерабатываемых твэлах, и достичь высоких коэффициентов очистки от продуктов деления (табл. 10.9).

Выше (см. § 10.2) рассматривались трудности очистки от циркония, ниобия и рутения. Радиоактивный ⁹⁵Zr ($T_{1/2}=65$ сут) образуется при делении урана тепловыми нейтронами с выходом 6,2 %. Распадаясь, он превращается в ⁹⁵Nb ($T_{1/2}=35$ сут), который, в свою очередь, превращается в стабильный ⁹⁵Mo. Эти элементы также способны частично экстрагироваться ТБФ, образовывать комплексные соединения, коллоиды и сорбироваться на твердых материалах.

¹⁰³Ru ($T_{1/2}=40$ сут) и ¹⁰⁶Ru ($T_{1/2}=1$ год) также имеют значительные выходы при делении ядер урана и плутония тепловыми нейтронами (3,0 и 0,38 % соответственно) и еще больший выход при делении быстрыми. Чтобы избавиться от них, применяется ряд усложняющих и удорожающих технологии процессов, в

360

Таблица 10.9. Средние значения коэффициентов очистки урана, плутония и нептуния по операциям

Операция	Ru+Rh	Zr+Nb	Редкоземельные элементы	Cs	Коэффициент очистки по суммарной γ-активности
Первый экстракционный цикл:					
U	$9 \cdot 10^3$	$6,5 \cdot 10^3$	$2 \cdot 10^4$	$>5 \cdot 10^4$	$1,5 \cdot 10^4$
Pu	10^3	25	10^4	$>5 \cdot 10^4$	$5 \cdot 10^2$
Второй экстракционный цикл очистки урана	10^3	10^2	10^4	10^4	$5 \cdot 10^2$
Третий экстракционный цикл очистки урана	10	10	—	—	10
Цикл экстракции нептуния	10^3	$5 \cdot 10^3$	10^4	10^4	$2,5 \cdot 10^3$
Первый экстракционный цикл доочистки плутония	$2 \cdot 10^2$	$5 \cdot 10^2$	10^4	10^4	$4 \cdot 10^2$
Второй экстракционный цикл доочистки плутония	$5 \cdot 10^2$	$5 \cdot 10^2$	10^2	10^2	$5 \cdot 10^2$
Осаждение оксалата нептуния	—	—	—	—	10^3
Суммарная очистка:					
U*	$9 \cdot 10^7$	$6,5 \cdot 10^6$	$2 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^8$	$7,5 \cdot 10^7$
Pu	10^8	$6,2 \cdot 10^6$	10^{10}	$5 \cdot 10^{10}$	10^8
Np	—	—	—	—	10^9

*При этом достигается коэффициент очистки урана от плутония $7 \cdot 10^3$.

том числе операции по предварительной очистке растворов, введению двух циклов экстракции как для урана, так и для плутония, дополнительной очистке на ионообменных фильтрах и др.

В первом цикле экстракции удается почти целиком избавиться от долгоживущих изотопов цезия, стронция, иттрия, а также от редкоземельных элементов. Все они образуют в растворах азотной кислоты простые гидратированные ионы. Не вызывает особых затруднений очистка от продуктов коррозии стенок аппарата, компонентов оболоченных сплавов.

Отмывка уранилнитрата и нитрата плутония от ТБФ и вывод остаточных продуктов деления и продуктов разложения ТБФ осуществляются с помощью водных растворов гидроокиси натрия, соды, азотной кислоты и других реагентов или методом водопаровой дистилляции.

В целях снижения радиационного воздействия на экстрагент (ТБФ) стремятся использовать экстракторы, обеспечивающие малое по времени совместное пребывание органической и водной фаз. В этом отношении лучшие показатели у пульсационных колонн по сравнению со смесителями-отстойниками и у центробежных экстракторов. С помощью центробежных экстракторов достигается очень малое время контакта и разделения фаз, что способствует радиолизной устойчивости ТБФ при воздействии интенсивного облучения.

10.7. РАДИОХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

Завершающая стадия топливного цикла ядерной энергетики — химическая переработка отработавшего ядерного топлива — на фоне бурного роста темпов строительства АЭС оказалась наиболее отставшей от уровня промышленного и технологического развития других стадий ядерного топливного цикла. Это особенно относится к технологии переработки, концентрирования, локализации, удаления и захоронения радиоактивных отходов с обеспечением повышенных требований по безопасности и охране окружающей среды.

Действующие в настоящее время в мире радиохимические предприятия располагают небольшой производственной мощностью и имеют характер укрупненного опытного производства. Многие важнейшие технологические процессы, особенно такие, как переработка облученного уран-плутониевого топлива, обезвреживание всех отходов и т. п., находятся еще в стадии исследований, экспериментов и инженерных разработок. Необходимые капиталовложения и эксплуатационные затраты на радиохимическую переработку отработавшего на АЭС топлива, на удаление и обезвреживание отходов еще четко не определились и не подтверждены данными промышленного опыта. В этой обстановке возникают дискуссии и строятся различные прогнозы*.

В табл. 10.10 приведены данные о находящихся в эксплуатации или намеченных к сооружению и реконструкции основных радиохимических заводов в странах Западной Европы, Индии, США и Японии. Новые заводы спроектированы с учетом более жестких требований по обеспечению ядерной и радиационной безопасности, по охране окружающей среды. Стоимость их сооружения весьма высока.

Для более ясного понимания того, что же будет представлять собой современный крупный радиохимический завод по переработке отработавшего топлива, ниже приведены проектные данные (1977 г.) такого крупного завода, предназначенного для сооружения в ФРГ фирмой DWK (Deutsche Gesellschaft für Wiederaufarbeitung von Kernbrennstoffen). Его производственная мощность 1400 т урана в год (около 7 т/сут), что обеспечит переработку топлива от АЭС с реакторами PWR и BWR общей электрической

* Консультационный комитет по вопросам переработки облученного топлива (Согепсо) при ЕЭС (страны «Общего рынка») в феврале 1982 г. предложил ЕЭС объединить усилия западноевропейских стран в создании многонационального кооперативного предприятия по переработке облученного топлива АЭС по примеру диффузионного завода фирмы «Евродиф». Строительство радиохимического завода мощностью 800 т/год по расчетам обойдется в 2 млрд. дол. и позволит обслужить АЭС мощностью ~25 ГВт.

По оценке Европейской конференции по проблемам развития атомной энергетики и ее топливного цикла (Брюссель, апрель 1982 г.) накопление отработавшего на АЭС топлива в западноевропейских странах будет резко опережать мощности РХЗ по переработке.

Таблица 10.10. Основные радиохимические заводы капиталистических стран

Страна, наименование завода и фирмы	Проектная производительность, т/год (год ввода)	Основной технологический процесс. Емкость хранения	Примечание
США*			
Уэст-Валли, фирма NFS («Ньюклар фьюэлс сервисиз») — 300 (до 1972 г.) Подлежит реконструкции — 900. Завод остановлен.	300 (до 1972 г.) 900. Завод остановлен. Подлежит реконструкции	Экстракция: раствор ТБФ в Н-декане, первый цикл — совместная очистка от продуктов деления и разделение UO_2 и PuO_2 с помощью четырехвалентного урана. Конечный продукт: UF_6 и PuO_2	Высокоактивные отходы концентрируются до 760 л/т переработанного топлива и хранятся 5 лет в баках из нержавеющей стали, после чего подвергаются отверждению в боросиликатном стекле. Отходы среднего уровня активности упариваются и битумируются или остекловываются. Твердые отходы хранятся в металлических бочках
Барнауэлл, фирма «Эллайд дженерал ньюклар сервисиз», шт. Ю. Каролина	1500. Завод остановлен. Подлежит достройке и реконструкции	Аналогичный процесс. Применены специальные устройства для рубки ТВС, центробежные экстракторы и пульсационные колонны для электрохимического разделения урана и плутония	
Великобритания			
Уиндскейл, фирма «Бритиш ньюклар фьюэлс»	200 (1976 г.) 400 (1979 г.) 650 (1987 г.) (проект)	Экстракция. Пьюрекс-процесс. Вместимость бассейнов-хранилищ 1500 т (1981 г.). Расширение хранилища до 6400 т (1984 г.)	
Франция			
Мыс Аг, UP-2, фирма COGEMA	150 (1976 г.), 400 (1980 г., наращивание мощности по 100 т в год)	Экстракция. Пьюрекс-процесс. Вместимость бассейнов-хранилищ 500 т (1979 г.), 2000 т (1985 г.)	Принимаются центробежные экстракторы в I цикле и III урановом цикле. Сооружается завод по остекловыванию высокоактивных отходов (установка PIVER)
UP-3A, фирма COGEMA UP-3B, фирма COGEMA	800 т (1987 г.) 800 т (~1990 г.)		

Страна, наименование завода и фирмы	Проектная производительность, т/год (год ввода)	Основной технологический процесс. Вместимость хранилищ	Примечание
Бельгия «Моль», фирма «Еврокемик»	50 (1978 г.). Демонтирован в 1979 г.	Экстракция. Пьюрекс-процесс	Намечена реконструкция к 1988 г.
ФРГ Опытный завод WAK, Карлсруэ Горлебен, фирма DWK** земля Гессен (проект) Ваккерсдорф, Бавария, DWK	35—40 (1970 г.) 1400 350 (1986—1993 гг.)	То же Экстракция. Пьюрекс-процесс. Два модуля по 700 т/год Малый модуль 350 т/год	К 1980 г. на заводе WAK переработано свыше 100 т оксидного топлива
Индия PX3 в Тарапуре	100—125 (1978 г.)	Экстракция	
Япония «Токай-Мура», фирма PNC	200 (1976 г.) 1700 (1990 г.)	Экстракция (по французской лицензии)	К 1981 г. переработано 70 т оксидного топлива. Сооружена установка по остекловыванию

* В конце 1976 г. фирма NFS заявила об окончательном отказе от дальнейшей эксплуатации и реконструкции своего завода ввиду сейсмичности района Уэст-Валли и предстоящих больших затрат (~600 млн. дол.). Как было отмечено в § 10.1, в США работы по химической переработке топлива АЭС в 1977 г. были прекращены и радиохимические заводы законсервированы на неопределенный срок. Однако продолжают работу научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Ведется сооружение федеральных долговременных хранилищ отработавших ТВС.

**В ФРГ ряд лет ведутся острые дискуссии о допустимости, по соображениям безопасности и охраны окружающей среды, сооружения в стране радиохимических и долговременных хранилищ радиоактивных отходов. До 1987 г. правительством ФРГ решение о строительстве завода в Горлебене не принято, но заключен договор с французской фирмой SOGEMA на переработку 2300 т топлива.

мощностью 40—50 млн. кВт. Требуемая вместимость бассейна-хранилища на заводе 3000 т урана. На переработку будет поступать отработавшее оксидное топливо кипящих реакторов и реакторов с водой под давлением, включая топливо, содержащее до 1 % плутония. Предполагается, что средняя глубина выгорания топлива будет равна 40 000 МВт·сут/т. Содержание плутония в стандартном для реакторов PWR и BWR отработавшем топливе 0,8%, а продуктов деления ($2,3 \cdot 10^6$ Ки/т) — 3% массы топливных сердечников.

Период от начала проектирования до ввода завода в эксплуатацию продлится 10 лет. Предполагалось, что планируемый завод будет введен в эксплуатацию не ранее 1990 г.*. К этому времени в ФРГ будет накоплено около 6000 т отработавшего топлива. Количество ежегодно выгружаемого из энергетических реакторов топлива достигло в 1985 г. 800 т, а к 1990 г. возрастет до 1500 т.

Поскольку в будущем предстоит перерабатывать топливо с большой глубиной выгорания (40 000 МВт·сут/т), подвергаются изменениям и усовершенствованиям существующие пьюрекс-процессы. Ставится задача — преодолеть трудности, связанные с образованием трития в растворах, увеличить пропускную способность оборудования, ограниченную требованиями ядерной безопасности, а также обеспечить высокую пропускную способность технологической линии превращения нитрата плутония в диоксид. Для выполнения значительно более высоких требований ядерной безопасности и охраны окружающей среды в некоторых случаях используются новые технологические процессы для улавливания ^{85}Kr , ^{129}I и ^3H , а также для отверждения или фиксации всех жидких радиоактивных отходов.

Завод проектировался по следующей технологической схеме (рис. 10.15): большая часть топлива будет доставляться на завод в 120-тонных транспортных контейнерах. Время выдержки в бассейнах на АЭС — до трех лет. Вместо применяемой до сих пор выгрузки топлива под водой предполагается использовать сухую выгрузку, что позволит избежать дорогостоящей операции очистки внешней поверхности контейнеров. Сборки будут размещаться в бассейнах на специальных стеллажах. Два бассейна на 700 т урана каждый рассчитаны на максимальные поставки топлива с учетом перерывов в эксплуатации завода. Предусмотрено строительство еще двух бассейнов (вместимостью 1050 т урана каждый) для хранения отработавшего топлива и его накопления до начала эксплуатации завода. При максимальной загрузке бассейна общая активность продуктов деления составит около $8 \cdot 10^9$ Ки ($\sim 3 \cdot 10^{20}$ расп./с). Выделяемое при этом тепло будет отводиться с помощью охлаждающих установок.

* Решение о сооружении этого завода непрерывно откладывается. Пока решено соорудить в Горлебене и Ахуасе только «сухие» хранилища на 1500 т каждое в контейнерах типа «Кастор» (см. § 10.4).

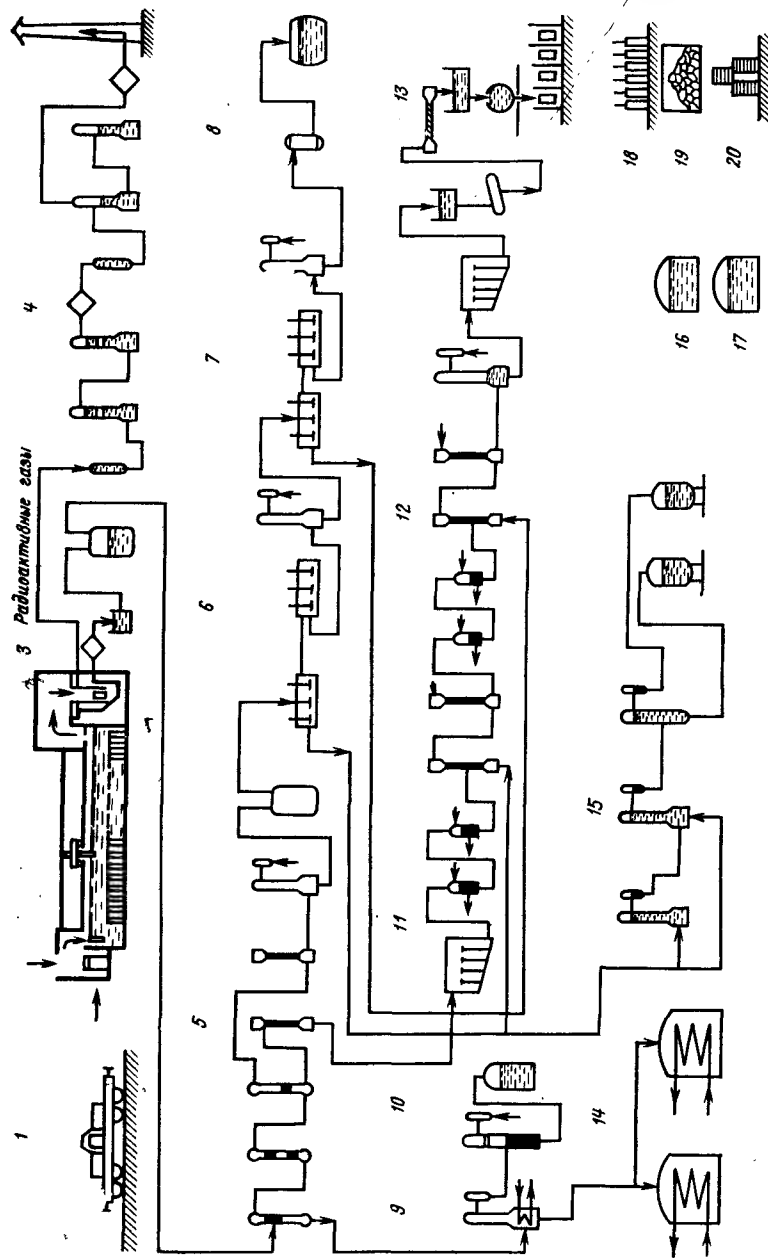


Рис. 10.15. Технологическая схема завода фирмы DWK (ФРГ), рассчитанного на переработку в сутки 5—7 т отработавшего уранового топлива. 2 — хранение облученного топлива; 3 — рубка ТВС и выщелачивание; 4 — система газоочистки; 5 — I цикл экстракции; 6 — II урановый цикл экстракции; 7 — III плутониевый цикл; 8 — очистка урана на сепараторе; 9 — концентрирование жидких высокоактивных отходов (ВАО); 10 — регенерация кислоты из рафинатов I цикла; 11 — II плутониевый цикл; 12 — III плутониевый цикл; 13 — получение оксида плутония; 14 — хранение концентрированной кислоты из рафинатов II и III уранового и плутониевого циклов; 15 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 16 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 17 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 18 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 19 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 20 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО).

1 — прием топлива; 2 — хранение облученного топлива; 3 — рубка ТВС и выщелачивание; 4 — система газоочистки; 5 — I цикл экстракции; 6 — II урановый цикл экстракции; 7 — III плутониевый цикл; 8 — очистка урана на сепараторе; 9 — концентрирование жидких высокоактивных отходов (ВАО); 10 — регенерация кислоты из рафинатов I цикла; 11 — II плутониевый цикл; 12 — III плутониевый цикл; 13 — получение оксида плутония; 14 — хранение концентрированной кислоты из рафинатов II и III уранового и плутониевого циклов; 15 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 16 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 17 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 18 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 19 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО); 20 — хранение жидких высокоактивных отходов (ВАО).

На первой стадии переработки ТВС будут разрезать пресс-ножницами на куски длиной 20—50 мм, а затем топливо будут растворять в кипящей азотной кислоте. Выделяющиеся при этом газообразные продукты деления будут отводиться на установку по очистке отходящих газов. Иод предполагается улавливать фильтром из неорганического материала, содержащего серебро. Для улавливания криптона предусмотрен метод низкотемпературной ректификации. Оставшиеся после растворения топлива куски оболочек будут направлять прямо в хранилище твердых отходов, а мелкодисперсные (~1 мкм) нерастворимые частицы отфильтровывать и осветленный раствор подавать на экстракцию.

Проектная схема экстракции предусматривает следующие основные технологические пюрекс-процессы. В трех циклах экстракции из раствора выделяют уран и плутоний. В I цикле с применением нескольких пульсационных колонн отделяют продукты деления, а также разделяют уран и плутоний. Во II и III циклах экстракции проводят экстракционную очистку растворов нитратов уранила и плутония, которые затем поступают в промежуточное хранилище. Технологическая схема включает в себя вспомогательные процессы регенерации кислоты, очистки экстрагента, приготовления растворов химических реагентов и очистки газообразных отходов. Окончательная очистка урана происходит в силикагельных колоннах. Затем раствор с высоким содержанием урана прямо на заводе превращают в UF_4 , пригодный для промежуточного хранения, который по мере необходимости используют для получения UF_6 .

Сильнообедненный раствор урана подлежит выпариванию с последующим получением UO_3 , который хранится на территории завода до отправки на постоянное хранение.

Нитрат плутония сразу же после экстракции превращают в диоксид. Вместимость хранилища PuO_2 составляет 7 т. Затем этот продукт можно направлять на установку по изготовлению топлива или в центральное хранилище плутония.

Для промежуточного хранения высокоактивных твердых отходов (куски оболочек, осадки) предназначены специальные хранилища: куски циркаловых оболочек будут хранить под водой. В дальнейшем эти отходы будут цементировать и отправлять на постоянное хранение. Подобным образом будут обрабатывать прочие негорючие отходы после их предварительной очистки и измельчения. Горючие твердые отходы будут сжигать, а остатки цементировать и хранить в металлических емкостях.

Для временного хранения жидких высокоактивных отходов будут использоваться резервуары из нержавеющей стали вместимостью около 1000 м³. После значительного снижения активности жидкие отходы будут отверждать и подвергать остекловыванию. Жидкие отходы средней активности (после извлечения органических компонентов и свободных кислот) будут концентрировать и

Таблица 10.11. Некоторые показатели проекта радиохимического завода DWK (ФРГ)

Показатель	Значение
Производительность по урану, т/год	1400
Вместимость буферных хранилищ ТВС, т	3000
Годовая потребность:	
в электроэнергии, кВт·ч	$100 \cdot 10^6$
в паре, т	$500 \cdot 10^3$
в охлаждающей воде, м ³	$2 \cdot 10^6$
Вместимость промежуточного хранилища, м ³ :	
раствора уранилнитрата (~450 г U/л)	100
раствора нитрата плутония (~250 г Pu/л)	1—2
Вместимость хранилища, м ³ :	
жидких высокоактивных отходов (до отверждения)	1000—2000
среднеактивных отходов (до отверждения)	1500—10 000
органических отходов	200
Количество твердых металлических отходов (оболочки твэлов, конструкционные материалы ТВС, пэлов и др.), образующихся при переработке 1 т ТВС, м ³	0,6—1,0
Количество загрязненных радиоактивными веществами фильтров газо- и воздухоочистки, м ³ /год	500
Количество отработанных ионообменных смол и абсорберов иода, м ³ /год	10
Количество загрязненных плутонием материалов и технологических отходов при переработке 1 т ТВС, м ³	1,5

временно (перед отверждением) хранить в жидкой форме. Жидкие отходы низкой активности будут концентрировать путем перегонки и химической обработки и в результате получать кубовый остаток средней активности и очищенные воды, которые можно сбрасывать в открытую гидросеть. ⁸⁵Kg, сжимаемый с помощью компрессоров в процессе очистки газообразных отходов, будут хранить в герметичных баллонах.

После значительного снижения активности в период временного хранения все отвержденные отходы будут направлять в постоянное хранилище, размещенное в выработках соляного рудника. Проведенные исследования, а также эксплуатация соляного рудника «Ассе» подтвердили пригодность выработанных штолен соляных рудников для хранения радиоактивных отходов.

Численность персонала завода составит 1000 чел. В табл. 10.11 приведены некоторые нормативные показатели проекта радиохимического завода DWK.

По предварительным расчетам удельные капиталовложения на строительство завода составляют 1100—1450 марок/кг U* без учета расходов на установки по отверждению высоко- и среднеактивных отходов и улавливанию инертных газов, а также средств

на дополнительную обработку кусков оболочек твэлов, которая, возможно, потребуется в будущем. В настоящее время трудно определить точно другие затраты на обеспечение безопасной эксплуатации завода. Указанная сумма капитальных вложений не включает в себя расходы на окончательное удаление отходов средней и высокой удельной активности.

Учитывая высокий уровень удельных капиталовложений, повышение стоимости рабочей силы и производственных расходов, а также увеличение платежей за пользование капиталом, обусловленное длительным периодом проектирования, строительства и ввода в эксплуатацию завода, специалисты ФРГ считают, что цена переработки на заводе DWK в будущем превысит 200 дол/кг U (по курсу 1975 г.). Для АЭС мощностью 1000 МВт, из реактора которой будет выгружаться 30 т отработавшего топлива в год, это означает увеличение расходов на 6—7 млн. дол. в год. Данную сумму следует рассматривать как предварительную, так как в нее не включены затраты на удаление высокоактивных отходов, в частности на их отверждение и удаление. Высказывается предположение, что средства от продажи урана и плутония, извлеченных при переработке топлива, при таких условиях покроют лишь часть расходов на переработку топлива, обезвреживание и захоронение отходов, что приведет к увеличению топливной составляющей стоимости производства энергии на АЭС.

Таким образом, переработку отработавшего топлива реакторов на тепловых нейтронах АЭС в будущем следует рассматривать не как возможный источник дохода и прибыли (за счет извлечения и продажи делящихся материалов), а, скорее, как необходимый производственный процесс, обеспечивающий обезвреживание и удаление радиоактивных отходов, а также сохранение и увеличение сырьевых ресурсов за счет использования невыгоревшего урана и образующегося при облучении топлива плутония.

Для оптимизации процессов и усовершенствования технологии переработки в Центре ядерных исследований в Карлсруэ создана специальная научно-исследовательская группа по переработке топлива и удалению отходов, которая в тесном сотрудничестве с фирмой DWK проводит научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы. Однако основой для проекта нового завода остаются опытный завод WAK и практика его эксплуатации. С 1971 г. на этом заводе переработано свыше 100 т топлива, в том числе около 6 т топлива с глубиной выгорания более 16 000 МВт·сут/т. Специалисты ФРГ считают, что для строительства крупного завода мощностью 1400 т/год этого опыта переработки недостаточно. Опыт эксплуатации WAK свидетельствует также о том, что к моменту ввода завода в эксплуатацию все установки по обработке радиоактивных отходов должны быть полностью отработаны и поставлены на завод в готовом для эксплуатации состоянии.

Учитывая сложившуюся обстановку, фирма DWK разработала проект прототипного завода WA-350 производительностью

* 1 марка ФРГ в 1986 г. соответствовала ~0,4 дол. США.

350 т/год, т. е. в 4 раза меньше, чем завод, предназначавшийся для строительства в Горлебене.

Сооружение завода WA-350 предполагается на территории Баварии. Начало строительства — 1986 г., ввод в эксплуатацию — 1993 г. Общая стоимость завода WA-350 оценена (1981 г.) примерно в 5 млрд. марок ФРГ. Проект завода включает следующие узлы: прием и хранение топлива, резка ТВС, растворение, осветление раствора центрифугированием; один цикл совместной экстракции урана и плутония (пять пульсационных колонн), два цикла экстракции в урановой ветви (смесители-отстойники), два цикла экстракции в плутониевой ветви (четыре пульсационные колонны); изготовление смешанного оксидного топлива. В урановой ветви предусмотрено межцикловое упаривание. Проектом предусмотрено сооружение небольшого (200 т) хранилища поступающего на завод отработавшего топлива. Имеется в виду доставка на завод отработавшего топлива в «сухих» контейнерах типа «Кастор». Характерной особенностью проекта WA-350 является изготовление на конечном узле завода гомогенного уран-плутониевого оксидного топлива на основе смешивания и совместного соосаждения концентрированных растворов после III цикла экстракции.

Существенно новым подходом в проекте РХЗ является требование, чтобы поступающее на переработку топливо реакторов LWR выдерживалось не менее 7 лет после его выгрузки из реактора. За это время удельная активность и тепловыделение снизятся в ~5 раз по сравнению с активностью и тепловыделением при одногодичной выдержке.

«Технологический процесс завода (рис. 10.16) предусматривает также очистку и рециркуляцию экстрагента (ТБФ) и возврат в процесс азотной кислоты.

Прогресс французской технологии регенерации топлива. В настоящее время Франции принадлежит первое место среди капиталистических стран в практической реализации завершающей стадии ЯТЦ в больших промышленных масштабах. Радиохимические заводы на мысе Аг, принадлежащие фирме COGEMA (коммерческий филиал КАЕ-Франции), становятся международным центром по переработке облученного топлива. Разработана технология отверждения радиоактивных отходов методом остекловывания. Начато строительство завода UP-3. К финансированию сооружения этого завода на компенсационной основе привлечены заинтересованные заказчики. Так, по контракту с Японией на переработку 1600 т облученного топлива по цене 300 дол/кг U большая часть суммы заказа оплачивается авансом.

Аналогичный контракт на переработку топлива фирмой COGEMA заключен с ФРГ. Контрактами предусмотрено, что радиоактивные отходы в остеклованном виде будут возвращаться заказчикам начиная с 1990 г. в тех же контейнерах, в которых было доставлено облученное топливо. Планируется, что радиохимический центр на мысе Аг в течение 10 лет переработает более 12 000 т облученного топлива, в том числе ~6000 т от АЭС дру-

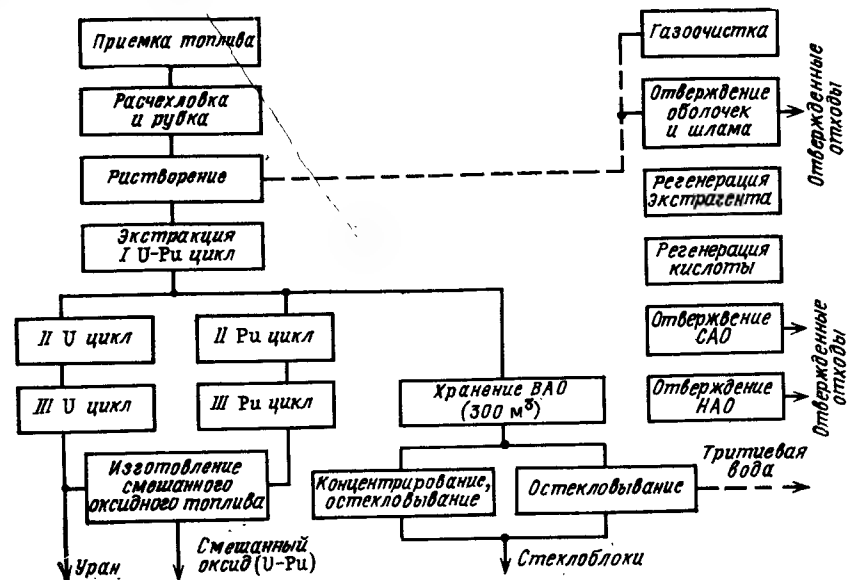


Рис. 10.16. Схема технологического процесса завода WA-350 фирмы DWK (ФРГ)

гих стран. В основу технологической схемы завода UP-3 положены: мощность — 1500 т/год (из них 400 т/год для плутонийсодержащего топлива), что соответствует 6 т/сут при работе завода в течение 250 сут в год; топливо реакторов с водой под давлением и кипящих реакторов — UO_2 (обогащение до 3,5% ^{235}U) и $\text{UO}_2\text{—PuO}_2$ ($\leq 4\%$ делящегося плутония); глубина выгорания — до 40 000 МВт·сут/т; минимальное время выдержки до поступления на завод — 180 сут и до переработки — 365 сут (по последним данным эти сроки пересматриваются в сторону увеличения); конечные продукты — очищенный раствор уранилнитрата или гексафторид урана, диоксид плутония.

Выгрузка отработавших сборок из транспортного контейнера под водой возможна лишь при использовании во время перевозки внутреннего вставного герметичного контейнера. Сборки из контейнера можно выгружать также и в сухой камере.

Предварительную обработку топлива будут проводить методом резки и растворения на двух отдельных установках, каждая из которых включает в себя вертикальные пресс-ножницы для резки сборок и обычной формы аппарат для растворения периодического действия. Ядерная безопасность будет обеспечиваться с помощью растворимого гомогенного поглотителя нейтронов, например нитрата гадолиния.

Процессы экстракции включают в себя один цикл совместной очистки и разделения, два цикла очистки урана и два цикла очистки плутония. Третий плутониевый цикл является дублирующим.

При проектировании завода рассматривались два типа экстракционных аппаратов: пульсационные колонны и многоступенчатые центробежные экстракторы, разработанные специально для переработки топлива с большой глубиной выгорания.

На заводе планируется остекловывать высокоактивные отходы сразу же после переработки топлива. Высокоактивные отходы от 1 т переработанного топлива реактора LWR превращаются в стекловидную массу объемом около 60 л. Стоимость установки остекловывания на 545 м³/год составит ~8—12% всех затрат на завод по переработке. Контейнеры с остеклованными отходами будут храниться под водой не менее 5 лет, а затем направляться на постоянное хранение. Проектом предусмотрено резервное хранилище небольшой вместимости для жидких высокоактивных отходов. Отходы средней и низкой активности будут подвергаться упариванию с последующим битумированием.

На заводе предусмотрены улавливание и удаление следующих газообразных продуктов деления: иода, криптона, ксенона и трития. ¹²⁹I будут удалять десорбцией из регенерированной азотной кислоты, а затем улавливать его в виде иодистого серебра неорганическим веществом, пропитанным серебром.

КАЭ Франции разрабатывает новый метод извлечения ⁸⁵Kr после отделения ксенона. Извлеченный криптон может храниться в специальных баллонах.

Если сброс трития со сточными водами в реку или море станет неприемлемым, то, как считают французские специалисты, возможно, удастся, несколько изменив технологическую схему пьюрекс-процесса, удерживать тритий в высокоактивных отходах и выделять затем в виде концентрата.

Твердые отходы (оболочки) предполагается хранить в контейнерах под водой до тех пор, пока не будет решен вопрос об их окончательном удалении. Проектируется отделять твердые отходы, содержащие плутоний, а также извлекать плутоний из золы, получаемой при сжигании этих отходов.

Важнейшими показателями технического совершенства технологии химической переработки и очистки отработавшего топлива являются безвозвратные потери и конечная чистота регенерированных урана и плутония после их аффинажа. В исследованиях французских ученых и технологических разработках по усовершенствованию пьюрекс-процесса для заводов на мысе Аг применительно к топливу реактора LWR (с глубиной выгорания 25 000—30 000 МВт·сут/т) на основе слабообогатенного (до 4%) диоксида урана ставилась цель достичь следующих нормативных значений допустимых безвозвратных потерь: урана — 0,20%, плутония — 0,25%. Содержание плутония в регенерированном уране — 10 мкг/кг; активность γ -излучателей — не более удвоенной активности природного урана, а для плутония общая $\beta + \gamma$ -активность — не более 50 мКи/кг [$\sim 2 \cdot 10^{10}$ расп./(с·кг)]. Содержание металлических примесей ~0,5%.

10.8. РАДИОАКТИВНЫЕ ОТХОДЫ. ПРОБЛЕМЫ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ И ЗАХОРОНЕНИЯ

Наиболее сложной и еще малоизученной проблемой топливно-го цикла ядерной энергетики является обезвреживание, безопасное хранение и долговечное захоронение отходов. На заводе по переработке отработавшего топлива образуются огромные количества радиоактивных отходов (РАО) высокой, средней и низкой активности в твердом, жидком и газообразном виде (табл. 10.12).

Жидкие радиоактивные отходы по удельной активности принято (МАГАТЭ) классифицировать по следующим трем категориям*:

высокоактивные — выше 10 Ки/л [$3,7 \cdot 10^{11} \text{ расп.}/(\text{с} \cdot \text{л})$];
 среднеактивные — от 10^{-5} до 10 Ки/л [$3,7 \cdot 10^5$ — $3,7 \cdot 10^{11} \text{ расп.}/(\text{с} \cdot \text{л})$];
 низкоактивные — от 10^{-9} до 10^{-5} Ки/л [37 — $3,7 \times 10^5 \text{ расп.}/(\text{с} \cdot \text{л})$].

Газообразные отходы также делят на три категории по их удельной активности:

I — $\leq 10^{-10} \text{ Ки/м}^3$ [$\leq 3,7 \text{ расп.}/(\text{с} \cdot \text{м}^3)$];
 II — 10^{-10} — 10^{-6} Ки/м^3 [$3,7$ — $37 \cdot 10^3 \text{ расп.}/(\text{с} \cdot \text{м}^3)$];
 III — $> 10^{-6} \text{ Ки/м}^3$ [$> 37 \cdot 10^3 \text{ расп.}/(\text{с} \cdot \text{м}^3)$].

* Границы категорий по удельной активности в разных странах различаются. В СССР, например, жидкие радиоактивные отходы классифицируются так: низкоактивными (НАО) считаются имеющие удельную активность $\leq 10^{-5} \text{ Ки/л}$, среднеактивными (САО) от 10^{-5} до 1 Ки/л , высокоактивными (ВАО) — $> 1 \text{ Ки/л}$. По концентрации солей они делятся на бессолевые, малосолевые, высокосолевые. Для отвода жидких радиоактивных отходов применяются спецканализация и очистные сооружения.

Таблица 10.12. Выход радиоактивных отходов при переработке 1 т отработавшего уранового топлива (средняя глубина выгорания 33 000 МВт·сут/т) легководных реакторов

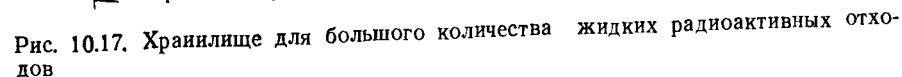
Отходы	Удельные объемы, м ³ /т	Примечание
Газообразные: ³ H, ⁸⁵ Kr, ¹³¹ Xe, ¹²⁹ I, ¹³¹ I		Выход при разрезании и растворении
Жидкие:		
высокоактивные	0,8—1,3	После первого цикла экстракции
среднеактивные	1,0—2,0	После выпаривания и перемешивания
низкоактивные	2—5	
Твердые:		
высокоактивные	0,6—1,0 (измельченные)	Куски оболочек ТВЭЛов и ТВС
средне- и низкоактивные	5—6	Концевые детали ТВС, использованное оборудование, защитная одежда и пр.

Твердые отходы относят к трем категориям по мощности дозы облучения на поверхности [для β - и γ -излучателей — в Р/ч, а для α -излучателей — в Ки/м² (расп./с)]. Твердые отходы обычно делят на горючие, прессуемые и непрессуемые, что необходимо для учета их дальнейшей переработки.

По данным обзорного доклада МАГАТЭ высокоактивные жидкие отходы, образующиеся при переработке отработавшего топлива энергетических реакторов, хранятся, как правило, в виде водных азотнокислых растворов в баках из нержавеющей стали (рис. 10.17). Система хранения обычно обеспечивается двойной герметизацией: баки с двойными стенками устанавливаются в необлицованных бетонных камерах или баки с одинарными стенками устанавливаются в бетонных камерах, облицованных нержавеющей сталью. Баки снабжены отводящим тепло оборудованием (охлаждающими змеевиками или охлаждающими кожухами либо тем и другим одновременно). В некоторых случаях предусмотрено оборудование аэролифтными циркуляторами, обеспечивающими перемешивание раствора струей воздуха. Резервные баки поддерживаются в состоянии готовности и обеспечены средствами для перекачки, в случае возникновения утечки содержимого любого рабочего бака в запасной бак.

Опыт хранения кислых растворов в баках из нержавеющей стали хорошо себя зарекомендовал. Однако такое хранение требует непрерывного обслуживания: охлаждения, перемешивания барботажным воздухом, дозиметрического контроля. Считается необходимым при длительном хранении жидких высокоактивных отходов после нескольких лет их хранения (например, через 20—30 лет), когда общая активность и тепловыделение уменьшаются на порядок, перевести их в твердую форму (кальцинация, включение в боросиликатные и фосфатные стекла и т. п.). Вещество отвердителя должно быть химически инертным, нерастворимым, не выщелачиваться, не содержать летучих веществ, иметь хорошую теплопроводность.

Концентрирование и обезвреживание отходов средней и низкой активности. Жидкие отходы средней активности (ЖСАО) образуются главным образом из растворов экстракционных циклов (кроме первого) при очистке отходящих газов (промывные растворы), при выпаривании низкоактивных жидких отходов и при очистке экстрагента (в настоящее время — это растворы карбоната натрия). Среднеактивные отходы содержат ^{95}Zr , ^{95}Nb и ^{106}Ru .



Они образуются также в камерах концентрирования растворов продуктов деления и в результате дезактивации оборудования [их удельная активность обычно ~ 100 мКи/л [$3,7 \cdot 10^{15}$ расп./($\text{с} \times \text{л}$)]].

Объем среднеактивных жидких отходов, образующихся на РХЗ при переработке топлива, значителен. При выпаривании жидких отходов только их конденсаты составляют $\sim 40 \text{ м}^3$ на 1 т переработанного топлива. Эти конденсаты после некоторого разбавления и соответствующей обработки из-за малой концентра-

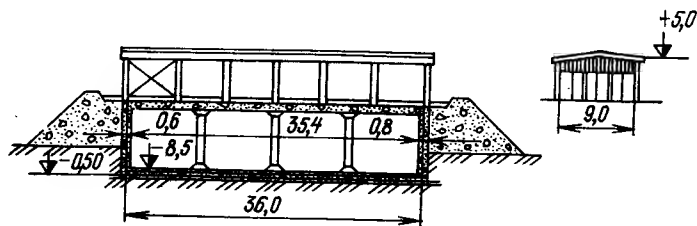


Рис. 10.18. Хранилище для твердых радиоактивных отходов на АЭС

ции радиоактивных нуклидов могут сбрасываться в окружающую среду при строгом соблюдении норм радиационной безопасности. Отходы средней активности содержат очень малые количества радиоактивных элементов. Из них наиболее долгоживущими являются ^{137}Cs , ^{90}Sr , ^3H , ^{106}Ru . Путем выпаривания достигается уменьшение объемов среднеактивных отходов в 20—30 раз.

Твердые отходы средней активности образуются в виде горючих и негорючих материалов. Это оболочки твэлов, деталей ТВС, защитные и очистные органические материалы. В них может содержаться до 1% перерабатываемых U и Pu.

В твердой форме отходы низкой активности состоят главным образом из получивших наведенную радиоактивность материалов, деталей ТВС и активной зоны, деталей оборудования первого контура, а также из нерадиоактивного материала, побывавшего в контакте с радиоактивным (фильтры, пленки, перчатки, отходы от дезактивации и т. п.). Такие твердые отходы хранятся в специальных хранилищах (рис. 10.18).

Материалы оболочек после растворения топлива прессуются (нержавеющая сталь) или оплавляются (цирконий) в целях сокращения объема и хранятся либо в зацементированном виде, либо в бассейнах под водой.

Радиоактивные нуклиды, содержащиеся в жидких отходах низкой и средней активности, для сокращения объемов и удешевления транспортирования и хранения концентрируют различными методами в зависимости от активности и химического состава растворов, подлежащих обработке. Чаще всего применяются следующие методы: химическое осаждение, ионный обмен, выпаривание. В зависимости от применяемого метода радиоактивные нуклиды концентрируются в осадках (пульпах), на ионообменном материале в регенерационных растворах или в кубовом остатке. Чтобы облегчить транспортирование и хранение и устранить возможность попадания радиоактивных элементов и окружающую среду, эти концентраты заключают в соответствующую устойчивую матрицу. Концентрированные радиоактивные отходы (за исключением высокоактивных) обычно цементируют в металлических бочках, включают в бетон, битум или в какие-либо полимерные материалы.

В последние годы все шире применяется включение концентрированных жидких отходов низкой и средней активности в битумы различных типов. Битумирование значительно уменьшает возможность попадания радиоактивных веществ в окружающую среду. Было предложено и испытано в лабораторном и опытно-масштабе еще несколько методов отверждения этих отходов. Промышленное же применение до настоящего времени нашли только **цементирование** и **битумирование**.

Радиоактивные отходы, включенные в бетон или битум, можно хранить в бункерах и направлять на постоянное хранение в любое сухое место при условии обеспечения биологической защиты и исключения возможности соприкосновения с водой.

Хранилище жидких САО в Карлсруэ (ФРГ). В качестве иллюстрации приведем данные о сооруженном в конце 1975 г. в ФРГ при заводе WAK в Карлсруэ хранилище отходов средней активности, в проекте которого стремились учесть все последние требования к таким сооружениям в условиях густонаселенной местности. Капитальные затраты на строительство составили 18 млн. марок (~7 млн. дол.).

Хранилище предназначено для временного хранения жидких отходов средней активности в количестве 1000—1500 м³, которые образуются ежегодно на заводе WAK в результате переработки топлива. В хранилище полезной вместимостью 2500 м³ находится пять резервуаров вместимостью 500 м³ каждый, а также один запасной резервуар такой же вместимости. Каждый резервуар (диаметром ~10 м и высотой 7 м) размещен в отдельной камере. Общая площадь оснований всех камер, размещенных на глубине 5 м ниже уровня поверхности, составляет 1320 м². В верхней части комплекса камер находятся ремонтные и вспомогательные службы. Наружные стены хранилища из железобетона толщиной 2 м обеспечивают защиту в случае падения самолета или землетрясения.

Нижняя часть каждой камеры выполнена в виде поддона (из легированной стали), который может вместить содержимое резервуара. Каждая ванна из нержавеющей стали дополнительно заключена в ванну из пластмассовой пленки толщиной 2 мм. И наконец, весь корпус камеры для защиты от грунтовых вод помещен еще в одну ванну, толщина стенки которой 15 мм. Такой принцип многослойной конструкции обеспечивает высокую степень ее надежности и защиту окружающей среды.

Жидкие отходы средней активности, образующиеся при переработке топлива, сначала собираются в резервуарах завода WAK (полезной вместимостью ~120 м³), а затем по стационарным трубопроводам, снабженным защитой, или в специальной цистерне направляются в резервуары хранилища. В нем можно хранить жидкие отходы средней активности не только с завода WAK, но и с других установок.

Рядом с хранилищем планировалось построить цех по выпариванию и отверждению жидких отходов средней активности. От-

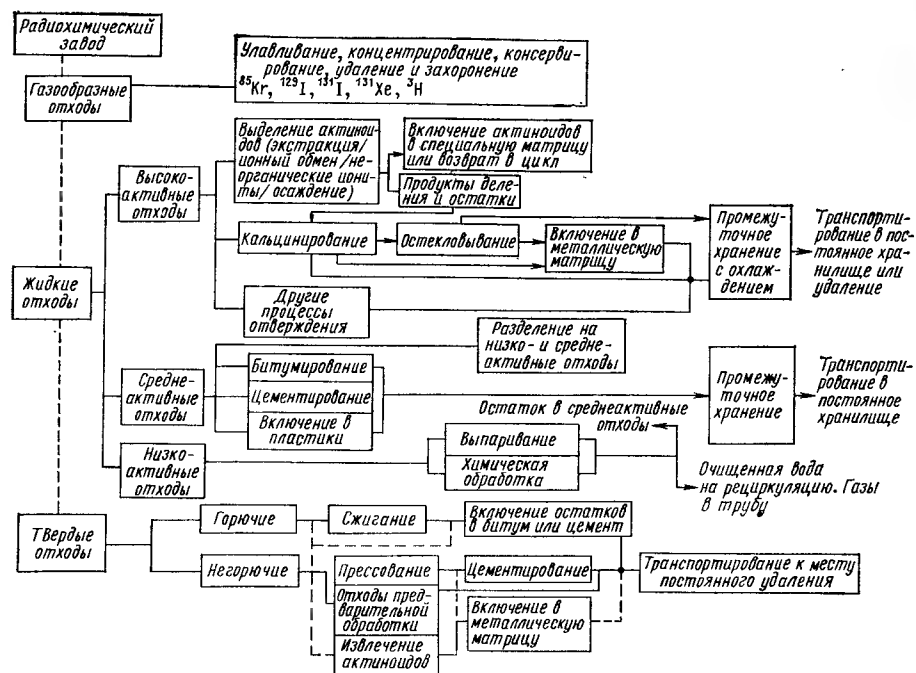


Рис. 10.19. Схема основных процессов обработки и хранения радиоактивных отходов

вержденные отходы будут отправлять на хранение в бывший со-
данной рудник «Ассе-II».

На рис. 10.19 приведена наглядная схема основных стадий об-
работки, локализации и удаления отходов.

В настоящее время в соответствии с рекомендациями экспер-
тов МАГАТЭ признано, что основным наиболее эффективным и
безопасным методом обезвреживания радиоактивных отходов, а
в первую очередь высокоактивных и содержащих актиноиды, яв-
ляется их концентрирование и отверждение различными мето-
дами.

Битумирование, кальцинирование и остекловывание. Высокоак-
тивные жидкие растворы подвергают наиболее надежному спосо-
бу концентрирования — высушиванию и прокаливанию с после-
дующим превращением в химически инертную форму, например в
стекло или битум. Схема установки для битумирования показана
на рис. 10.20. Основное достоинство битумирования — безопасное
хранение радиоактивных отходов в простых, недорогих хра-
нилищах в земле или на открытом воздухе. Включение в битум
допустимо для радиоактивных отходов с удельной активностью
менее 10 Ки/л. Очень важно, что битумирование можно ве-
сти не только на сухих порошках, но и на пульпах и концентриро-
ванных растворах (при температуре до 70—80°C) с соответст-
вующим упариванием.

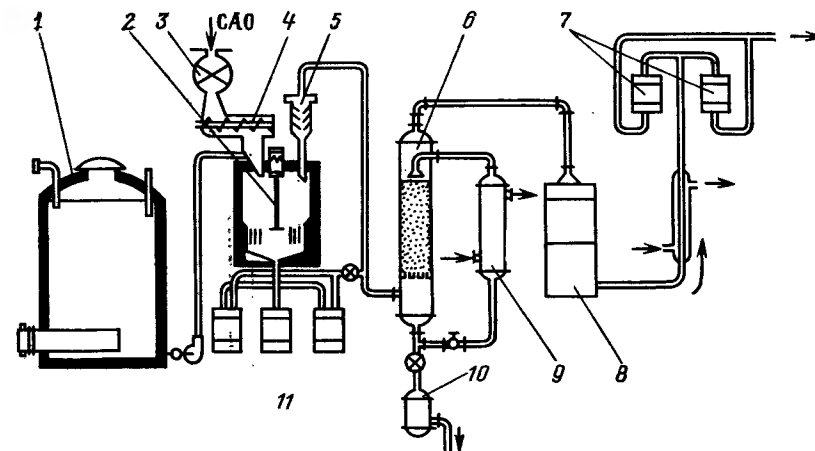


Рис. 10.20. Принципиальная схема установки битумирования радиоактивных от-
ходов (Бельгия):

1 — 10-тонный резервуар для битума с электронагревателем и насосом; 2 — битуматор с ме-
шалкой; 3 — поворотная задвижка; 4 — шнек подачи CAO; 5 — отборник влаги; 6 — контак-
тный конденсатор; 7 — абсолютные фильтры; 8 — электрический фильтр; 9 — холодильник;
10 — масляный фильтр; 11 — емкости для продукции

Отверждение ВАО и получение сухих порошков-кальцинатов
(кальцинирование), обычно из азотнокислых растворов, протека-
ет в три стадии:

а) выпарка воды и отгонка азотной кислоты при температу-
ре 130—170°C;

б) разложение отстающих нитратов при температуре 400—
500°C;

в) прокаливание при температуре 1000—1200°C с получением
тугоплавкого продукта.

Полученные в процессе кальцинирования порошки-кальцинаты
можно рассматривать и как конечный продукт для длительного
хранения и захоронения. При необходимости извлечения ценных
радиоактивных компонентов их можно растворить. Но наиболее
надежно подвергать кальцинаты остекловыванию в смеси с флю-
сами или суспензией, содержащей кремнезем-бораты (боросили-
катное стекло). В Великобритании отработан процесс «Фингал» —
остекловывание путем одновременной выпарки, спекания и сплав-
ления с суспензией. Большие достижения в разработке и промыш-
ленном освоении технологии остекловывания кальцинатов ВАО
имеются во Франции. В СССР также ведутся работы по включе-
нию ВАО в стекло. Принципиальная схема установки показана
на рис. 10.21. Остеклованные отходы обладают наибольшей стой-
костью к выщелачиванию в водной среде при одновременном
хранении [10^{-7} — 10^{-8} г/(см²·сут)]. В Ок-Ридже (США) разра-
ботано свинцово-железное фосфатное стекло (LIP), коррозионная
стойкость которого на три порядка больше, чем боросиликатного
стекла.

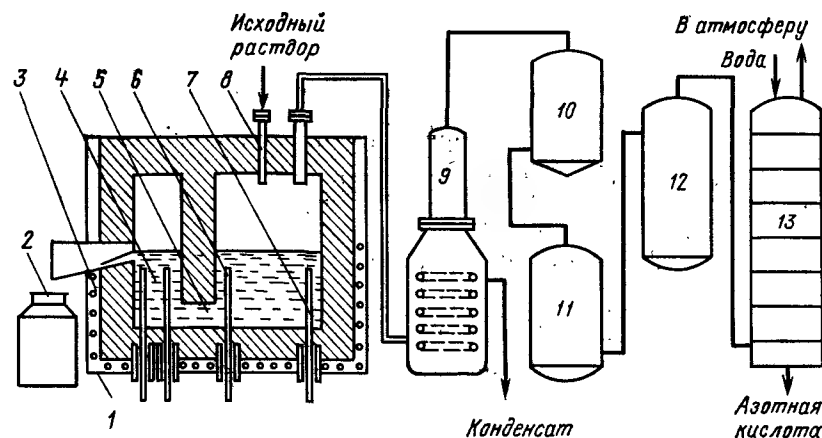


Рис. 10.21. Принципиальная схема установки остекловывания радиоактивных отходов:

1 — электронечь; 2 — прием стекломассы; 3 — водяное охлаждение; 4 — выборочная зона; 5 — донный переток между зонами; 6 — варочная зона; 7 — молибденовый электрод; 8 — подача раствора; 9 — барботер-конденсатор; 10 — фильтр грубой очистки; 11 — фильтр тонкой очистки; 12 — колонна с пиролизом; 13 — абсорбционная колонна

Захоронение радиоактивных отходов в геологические формации.

Конструкция контейнеров и наиболее эффективных наземных и подземных хранилищ-складов отвержденных отходов проходит еще стадию изучения и опытной проверки. Широкие исследования ведутся по проектам хранения и захоронения отвержденных отходов в полостях глубоких сухих выработок каменной соли, а также в массивах гранитов, базальтов и сухих глин. Это направление в захоронении отходов признается основным. Изучаются также проекты создания наземных сильно защищенных от разрушения долговечных хранилищ отвержденных отходов с учетом того, что тепловыделения от долгоживущих радиоактивных нуклидов можно эффективно и безопасно использовать в энергетических целях.

Разработан и проходит экспериментальную проверку контейнер для остеклованных ВАО диаметром 0,4 м, длиной 1,6 м, вместимостью 190 л, в том числе стекломассы 100 л (~ 280 кг). Общая масса заполненного контейнера равна 0,7 т. Один такой контейнер будет вмещать ВАО, получающиеся при переработке 1,9 т отработавшего в реакторах типов PWR и BWR оксидного топлива при $\dot{B}=40\,000$ МВт·сут/т. Мощность начального (после остекловывания) тепловыделения контейнера составляет $\sim 1,9$ кВт при условии, что остекловыванию подлежат ВАО после пятилетней их выдержки во временных баках-хранилищах на радиохимическом заводе. Ведется подбор оптимальных материалов для конструкции контейнера. Для захоронения предполагается размещать спаренные контейнеры с шагом 0,4 м в квадратной решетке в заранее подготовленных колодцах. Для радиохимическо-

го завода, перерабатывающего в год 1500 т облученного урана, потребуется 400 спаренных контейнеров. Для их захоронения в подземных штольнях, туннелях или залах нужна будет ежегодно площадь 1600—2000 м². Общая стоимость капитальных вложений в такое подземное хранилище, заполняемое в течение расчетных 20 лет, оценивается ~500 млн. дол., а суммарные годовые эксплуатационные расходы ~43 млн. дол. (1978 г.), включая расходы по капсулированию (остекловыванию и заполнению контейнеров), транспортированию их к месту захоронения и обслуживанию хранилищ. Капитальные вложения в сооружение промежуточных хранилищ высокоактивных отходов до их отверждения и остекловывания, а также цехов остекловывания и капсулирования для радиохимического завода на 1500 т/год оцениваются в 290 млн. дол.

Обращение к геологическим формациям как к участкам, пригодным для захоронения радиоактивных отходов, обусловлено двумя основными причинами:

геологические формации существуют в первозданном виде очень длительное время (десятилетия миллионов лет), поэтому велика вероятность того, что некоторые из них будут существовать столь же продолжительное время и в будущем;

существуют геологические формации, в которых отсутствует или пренебрежимо мала фильтрация подземных вод. При тщательном исследовании могут быть найдены участки, где полностью исключена циркуляция подземных вод.

Следовательно, правильно выбранные геологические формации могут практически без обслуживания и контроля гарантировать полную изоляцию захороненных радиоактивных отходов в течение времени распада радиоактивных элементов до допустимых безопасных уровней. Последнее требование может быть обеспечено и при использовании глубоких водоносных горизонтов в зонах с застойным режимом, где скорость подземных вод либо очень мала, либо равна нулю.

Необходимо отметить, что плутоний, уран и другие актиноиды при переработке отработавшего топлива извлекаются не полностью. Следы этих α -излучающих элементов, остающихся в радиоактивных отходах, делают эти отходы также и α -активными. Однако период полураспада α -излучателей, в том числе ^{239}Pu ($T_{1/2} = 24\,000$ лет), так велик по сравнению с периодом полураспада продуктов деления, что в конечном счете высокоактивные отходы, содержавшие первоначально большие количества продуктов деления, вследствие распада последних становятся преимущественно α -активными отходами. Поэтому захоронение радиоактивных отходов в соответствующие геологические формации больше всего отвечает требованиям надежной долговечной изоляции их от биосферы и экологической системы поверхности Земли.

На рис. 10.22 показана динамика спада во времени радиоактивности актиноидов и продуктов деления и распада, содержащихся в 1 т отработавшего в реакторе слабообогатщенного (до

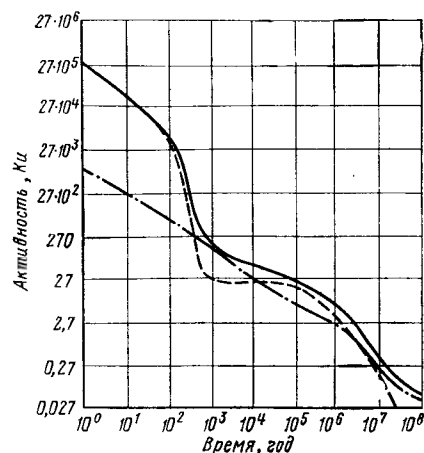


Рис. 10.22. Зависимость от времени хранения после переработки 1 т облученного топлива водоохлаждаемых реакторов: общей активности (сплошная линия), активности продуктов деления (штриховая) и актинидов (штрихпунктирная)

3,3%) топлива при средней глубине выгорания 33 000 МВт·сут/т при выдержке 150 сут в бассейне после выгрузки из реактора. Видно, что общая активность существенно (в $\sim 10^5$ раз) снижается лишь через 100—1000 лет. Долговременное хранение и захоронение отработавшего топлива, не подвергавшегося химической переработке, совершенно неприемлемы по условиям обезвреживания, максимального концентрирования, обеспечения радиационной безопасности и защиты окружающей среды.

10.9. ПРОБЛЕМЫ ОЧИСТКИ ТОПЛИВА ОТ ГАЗООБРАЗНЫХ ПРОДУКТОВ ДЕЛЕНИЯ И ИХ ОБЕЗВРЕЖИВАНИЯ

Обработка, концентрирование и захоронение высокоактивных жидких и твердых радиоактивных отходов на перерабатывающих химических заводах являются одними из самых важных и наиболее сложных технических проблем топливного цикла ядерной энергетики. Однако не менее сложная задача — обезвреживание долгоживущих газообразных и летучих отходов: ^{85}Kr ($T_{1/2} = 10,8$ лет), ^3H ($T_{1/2} = 12,3$ года) и ^{129}I ($T_{1/2} = 16 \cdot 10^6$ лет). Пока эти радиоактивные элементы выбрасываются через вентиляционную трубу в атмосферу.

Необходимо подчеркнуть, что наибольшую трудность для консервации и хранения представляет ^{85}Kr , поэтому он потенциально опасен. Чтобы удовлетворить жестким требованиям радиационной безопасности и охраны окружающей среды, радиохимические заводы оборудуются многоцелевыми газоочистными системами, включающими в себя отдельные сложные установки для эффективного улавливания йода, трития и криптона. Для их сброса в атмосферу установлены весьма жесткие нормы. Однако поставлена задача добиться практически полного исключения выбросов этих долгоживущих радиоактивных газов в окружающую среду.

По расчетам Ок-Риджской национальной лаборатории (США)

содержание в 1 т отработавшего топлива долгоживущих газообразных нуклидов пропорционально удельной энергосвязке (выгоранию) топлива и в среднем составляет 0,3 Ки/(МВт·сут) [$\sim 1,1 \cdot 10^{10}$ расп./(с·МВт·сут)] для ^{85}Kr ; 0,025 Ки/(МВт·сут) [$\sim 0,9 \cdot 10^9$ расп./(с·МВт·сут)] для ^3H , $1,5 \cdot 10^{-6}$ Ки/(МВт·сут) [$\sim 5,5 \cdot 10^4$ расп./(с·МВт·сут)] для ^{129}I .

При большой глубине выгорания топлива в реакторах будут интенсивно накапливаться в больших количествах также и короткоживущие газообразные продукты деления: ^{131}I ($T_{1/2} = 8,05$ сут) и ^{133}Xe ($T_{1/2} = 5,3$ сут). Кроме того, имеет место выход изотопов цезия в летучей форме.

Криптон-85. Для удаления и хранения ^{85}Kr разрабатывается несколько методов. Один из них — криогенная дистилляция и хранение в стальных баллонах при высоком давлении или в больших цистернах при атмосферном давлении. Применим и метод экстракции растворителем (фреоном), а также низкотемпературная адсорбция на активированном угле. В любом случае криптон необходимо безопасно хранить 100—150 лет, причем потребуются наружное охлаждение в течение нескольких десятилетий, что ставит вопрос о хранилище, имеющем противоаварийную оболочку, которая должна предотвратить возможность выбросов криптона при повреждении баллонов или резервуаров. В ФРГ внесено предложение о возможности хранения баллонов с ^{85}Kr в море на большой глубине.

Криогенная дистилляция и избирательное поглощение ^{85}Kr фреоном позволяют эффективно использовать эти методы в системе очистки газов, отходящих из аппарата растворения на заводе по химической экстракционной переработке отработавшего топлива. Общее выделение криптона при механическом или химическом (в расплавленных солях) измельчении топлива может составить 93—98%. Оставшиеся благородные газы (а также йод) выделяются при растворении топлива.

Тритий. В водоохлаждаемых реакторах на тепловых нейтронах накопление трития в твэлах, измеряемое по его активности, по различным данным составляет 150—240 Ки [$(5,5\text{—}9) \times 10^{12}$ расп./с] на 1 т U, а в охлаждаемых натрием реакторах на быстрых нейтронах 650—1300 Ки/т [$(2,4\text{—}4,8) \cdot 10^{13}$ расп./с]. Под оболочкой в твэлах реактора ВВЭР тритий обнаружен в парах тритиевой воды (влаги), но основная его масса (до 85%) удерживается в топливе и частично (до 15—18%) в виде термически прочных гидридов циркония, внедренных в оболочку. В реакторах на быстрых нейтронах под влиянием высокой температуры большая часть трития проникает через стенки оболочки твэлов в теплоноситель (натрий).

Установлены жесткие нормы на допустимое количество и концентрацию трития при контролируемом удалении его в атмосферу через вытяжную трубу в виде тритиевого (водяного) пара. Для реализации этих норм разрабатываются методы полного удаления на перерабатывающем заводе трития из топлива в виде «сухого»

газа. Для этого газообразный тритий необходимо прежде всего выделить из отработавшего топлива до его растворения, т. е. при разделке ТВС. Разрабатывается метод так называемой *волоксидации*, при котором осуществляется каталитическое окисление трития (в виде тритиевой воды) в присутствии благородных газов или их оксидов с последующей адсорбцией тритиевой воды на молекулярных ситах. Считается также возможным осуществление на перерабатывающем заводе замкнутого цикла воды, содержащей тритий, с выбросом в атмосферу лишь некоторой части ее конденсата.

Иод. Наиболее жесткие требования по сбросам в атмосферу предъявляются к ^{131}I и ^{129}I . В этом отношении ^{131}I является критическим изотопом. При глубине выгорания 40 000 МВт·сут/т активность изотопов иода в каждой тонне топлива в момент выгрузки из реактора очень высока и составляет $\sim 1,2 \cdot 10^6$ Ки ($4,4 \times 10^{16}$ расп./с) по ^{131}I и $\sim 0,03$ Ки ($0,1 \cdot 10^{10}$ расп./с) по ^{129}I . После 150 сут выдержки коэффициент очистки по ^{131}I должен быть не менее 10^3 . Разработка высокоэффективных и надежных систем улавливания радиоактивного иода — первоочередная задача, но ее решение находится пока в стадии поисков и экспериментов.

При выдержке топлива свыше 180 сут происходит распад ^{131}I , и главной задачей становится полное улавливание ^{129}I и очистка от него. Удаление иода из отработавшего топлива — задача очень сложная. В основном радиоактивный иод должен быть удален из сухих газов, выделяющихся при разделке топлива перед растворением. Эта операция дополняется очисткой от паров иода, возмещающих при растворении и концентрировании иода в ловушках. Часть оставшегося неизвлеченным иода, проникшего в аппараты, где идут процессы экстракции, может улавливаться из растворов специальными сорбентами с участием катализаторов, пропитанных нитратами серебра, иодистым серебром и др.

Газоочистка. Наряду с проблемой удаления газообразных радиоактивных продуктов деления немалую сложность представляет очистка воздуха, выбрасываемого через вентиляционную трубу в атмосферу, от дисперсных частиц и создание для этих целей специальных высокоэффективных фильтров. В потоке газов, выделяющихся в процессе предварительной обработки отработавшего топлива, будут находиться и делящиеся материалы (пыль UO_2 и PuO_2), и твердые продукты деления. При резке топлива и волоксидации также будет образовываться пыль. Кроме того, некоторые продукты деления, твердые при комнатной температуре, при температуре выше 500°C приобретают способность улетучиваться (цезий, рутений, молибден и др.). Аэрозоли, содержащие иод, могут уноситься из конденсаторов и скрубберов в виде мельчайших капель. Они должны быть отсепарированы специальными сепарирующими устройствами (каплеотбойниками).

Исследования ученых ФРГ влияния газообразных выбросов АЭС, заводов по переработке отработавшего топлива и других ядерных установок на окружающую среду показали, что если в

будущем на крупных заводах по переработке топлива будет улавливаться до 90% ^3H и ^{85}Kr , а также 99—99,8% иода, то активность газообразных выбросов нормально работающих ядерных установок будет сравнима с естественным фоном. Для достижения этого потребуются средства на разработку и создание специальных установок на радиохимических заводах.

10.10. ГАЗОФТОРИДНЫЕ («СУХИЕ») МЕТОДЫ ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАВШЕГО ТОПЛИВА

Во Франции, СССР, ЧССР, Японии ведутся исследования и разработки газотриодной технологии переработки отработавшего ядерного топлива реакторов на быстрых нейтронах. Привлекательными сторонами этого («сухого») метода химической переработки являются отсутствие жидких радиоактивных отходов (РАО), относительно малые объемы твердых РАО, не требующих специального концентрирования и отверждения, как это имеет место в водной (осадительной или экстракционной) технологии. Кроме того, газообразные РАО, в том числе водорастворимые (тритий, иод), могут полностью улавливаться и концентрироваться на адсорберах и фильтрах в процессе подготовки (разделки) ТВС и твэлов к фторированию. Отсутствие водных растворов (замедлители нейтронов) позволяет оперировать с большей массой и концентрацией плутония. Все процессы газотриодной технологии можно вести и тонко регулировать на основе дистанционного управления и автоматизации.

На рис. 10.23 приведены принципиальные технологические схемы газотриодного метода, разрабатываемые в Японии и во Франции.

Труднейшей проблемой в разработке газотриодной технологии является достижение наиболее полного фторирования оксидов урана и плутония в специальных реакторах (фтораторах), т. е. перевод в газообразные гексафториды всех изотопов урана и плутония, содержащихся в отработавшем топливе. Отделение регенерированного урана от плутония осуществляется путем селективной реакции с образованием твердого тетрафторида PuF_4 . Экономические оценки позволяют рассчитывать на высокую эффективность газотриодной технологии.

10.11. ВОПРОСЫ ЭКОНОМИКИ РЕГЕНЕРАЦИИ ОТРАБОТАВШЕГО ТОПЛИВА

Капитальные вложения в строительство предприятий для химической переработки отработавшего топлива, включая сооружения по переработке, концентрированию и хранению радиоактивных отходов (до их передачи на окончательное захоронение), в последние годы выросли в несколько раз по сравнению с первоначальными проектными сметами. Например, за время строительства завода «Барнауэлл» (США) общей производительностью

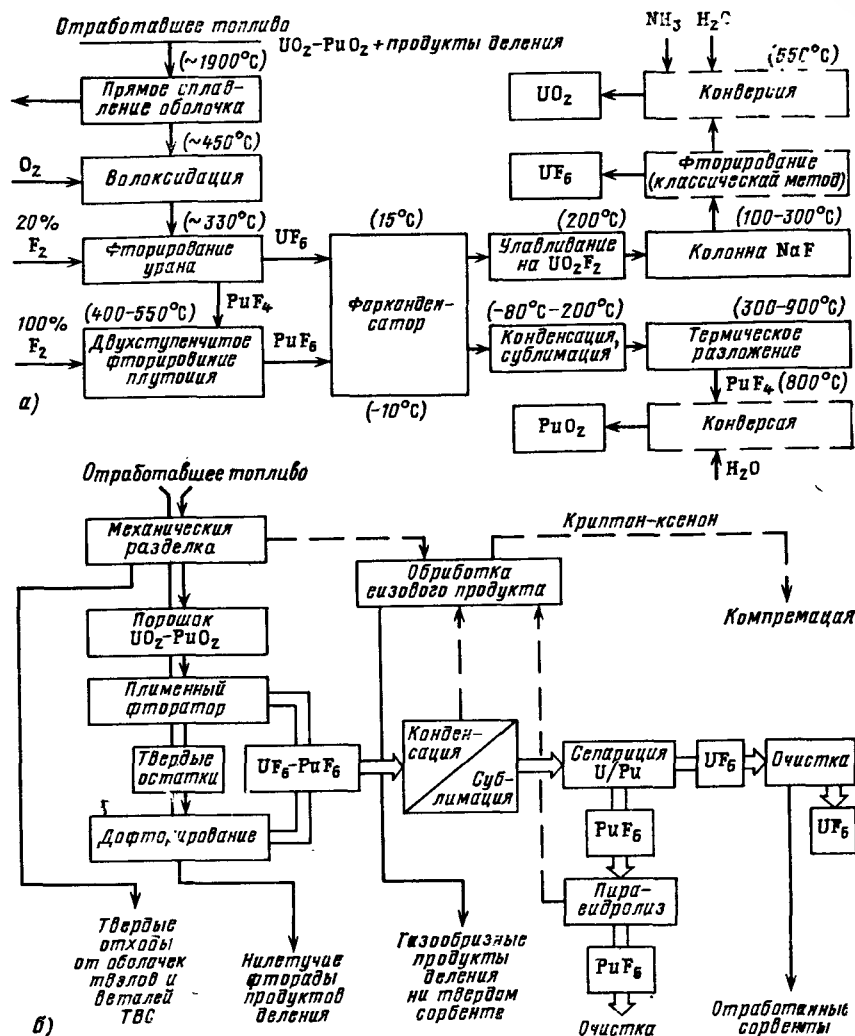


Рис. 10.23. Схемы фторидных процессов, разрабатываемых в Японии (а) и во Франции (б)

1500 т/год капиталовложения возросли в несколько раз по сравнению с первоначальными проектами (78 млн. дол.) и по последним оценкам достигли 600 млн. дол.; они могут дойти и до 1 млрд. дол., если учесть не только ежегодную инфляцию, но и новые требования гарантий против хищений плутония, мероприятия по защите от землетрясений и предотвращению гипотетических аварий, связанных с падением на завод самолетов, а также

Таблица 10.13. Структура затрат на проектирование и сооружение радиохимических заводов различной мощности по переработке отработанного ядерного топлива АЭС (слабообогащенного урана легководных реакторов), млн. дол. (1976 г.)

Капитальные вложения	Мощность, т/год			
	300	750	1500	3000
Основные объекты завода:				
1) хранилище отработавших ТВС вместимостью, соответствующей 50% годовой производительности	20—30	30—40	40—60	70—100
2) отделения разделки ТВС и ТВЭЛов, растворения; установки по удалению твердых отходов, консервации газообразных и летучих продуктов деления; устройства по обеспечению радиационной безопасности	200—300	240—400	400—600	670—1000
3) отделение по экстракционному извлечению урана и очистке его от продуктов деления	10—15	15—20	20—30	30—50
4) отделение по извлечению плутония и очистке его от продуктов деления	20—50	40—70	70—100	120—170
5) отделение аналитических служб	5	5	10	10
6) подготовка площадки и строительство объектов общего назначения и обслуживания (25% суммарных затрат по пп. 1—5)	65—100	95—135	140—200	225—330
Проектно-исследовательские и проектно-конструкторские работы, предварительные исследования и анализ безопасности (20% суммы затрат по пп. 1—6)	65—100	95—130	140—200	225—340
Суммарные усредненные затраты на проектно-конструкторские работы и строительство	500	700	1000	1700

реализацию норм ALAP* на радиоактивные сбросы, обеспечение критериев надежности, требующих установки запасного оборудования, емкостей, и т. п.

Эксперты МАГАТЭ (декабрь 1976 г.), учитывая сложившуюся экономическую конъюнктуру и опыт капиталистических стран по проектированию, строительству и эксплуатации радиохимических заводов по переработке отработанного топлива, новые жесткие требования по обеспечению ядерной и радиационной безопасности и охране окружающей среды, оценили капитальные затраты на проектирование и сооружение радиохимических заводов различной мощности в современных (1976 г.) ценах (табл. 10.13).

* Нормы ALAP (As Low As Practical) — низкие нормы сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду, какие только можно технически и экономически достичь. Эти нормы разработаны в США для АЭС с легководными реакторами. Они в десятки раз ниже предельно допустимых норм, рекомендованных Международной комиссией по радиологической защите.

Таблица 10.14. Суммарные затраты на сооружение и подготовку к эксплуатации заводов различной мощности по химической переработке отработавшего топлива легководных реакторов АЭС, млн. дол. США (1976 г.)

Капитальные вложения	Мощность, т/год			
	300	750	1500	3000
Проектирование и сооружение	500	700	1000	1700
Набор и обучение штатного персонала, пусконаладочные работы на имитирующем топливе; «холодный пуск» в эксплуатацию	35	55	75	100

К ним добавлены затраты на подготовку персонала и холодный пуск завода (табл. 10.14)*.

Удельные капиталовложения в перерабатывающие заводы и хранилища отработавшего топлива и радиоактивных сбросов, отнесенные к 1 т их годовой производительности (считая по массе урана, содержащегося в перерабатываемом за 1 год топливе реакторов на тепловых нейтронах), в зависимости от производственной мощности составят 1,8—0,6 млн. дол/т в год, или 1800—600 дол/кг U в год.

Приведем примерную структуру капиталовложений в сооружение радиохимического завода, %:

Стройплощадка	5
Технологические здания	23
Хранилища отработавшего топлива и перегрузочные средства	5
Химическое оборудование	15
КИПНА (измерительные приборы, инструмент и приспособления, автоматика)	10
Трубопроводы и коммуникации	20
Утилизационные устройства	5
Вентиляция	10
Аналитические устройства	7

Затраты на строительные работы составляют в целом 20—25% общей суммы капиталовложений. Временные хранилища радиоактивных отходов и устройства по их обслуживанию и контролю в структуру расходов не включены.

Постоянная составляющая стоимости переработки за счет амортизационных отчислений, налогов и процентов на капитал (~20%) на каждый перерабатываемый килограмм урана в отработавшем топливе составит (для завода мощностью 1500 т/год) 120—180 дол/кг.

Эксплуатационные затраты на радиохимическую переработку отработавшего топлива АЭС включают затраты на его транспортирование от АЭС на завод, хранение в складах-хранилищах завода, химическую переработку (основная доля затрат), удаление отходов, их концентрирование, упаковку, долговременное хране-

* Таблицы 10.13 и 10.14 составлены (декабрь 1976 г.) экспертами МАГАТЭ и дают ориентировочные оценки. На горячий пуск и освоение проектной мощности завода отводится 3 года (1-й год — 30 %, 2-й — 60 %, 3-й — 100 %). Численность персонала 500, 800, 1100 и 1500 чел. для заводов производительностью 300, 750, 1500 и 3000 т/год соответственно.

ние и окончательное захоронение в соответствующие геологические формации, возврат регенерированного урана в ЯТЦ после превращения его в гексафторид для дообогащения, получение плутония в форме, удобной для хранения или передачи на завод по изготовлению смешанного U—Pu-топлива.

Ниже приведены ежегодные эксплуатационные затраты (по данным экспертов МАГАТЭ):

Мощность завода, т/год	Суммарные затраты, 10 ⁶ дол.	Удельные затраты, дол/кг U
300	20	67
750	30	40
1500	40	~27
3000	60	20

Структура эксплуатационных затрат следующая, %:

Стоимость рабочей силы	60
Постоянные эксплуатационные расходы	35
Прочие расходы	5

Все это дает основание экономистам ведущих капиталистических стран прогнозировать стоимость переработки отработавшего в реакторах на тепловых нейтронах ядерного топлива после 1980 г., которая, по их оценкам, без учета затрат на локализацию и хранение отходов будет составлять 120—200 дол/кг. Большее значение относится к переработке смешанного U—Pu-топлива. Однако в настоящий период развития радиохимической технологии реальные цены на переработку топлива в несколько раз выше, чем указанные*.

Экономисты Западной Европы и США считают, что завод, перерабатывающий топливо, сможет приносить прибыль не ранее чем через 15—17 лет после принятия решения о его сооружении. В этих условиях в капиталистических странах строительство предприятий по переработке отработавшего топлива под силу только крупным монополиям при государственных субсидиях на исследования и разработки.

Считается, что сооружение завода экономически выгодно при его оптимальной годовой производительности не менее 1500 т/год (5 т/сут) и должно осуществляться последовательным введением в строй соответствующих модулей (производительностью 100, 300, 500, 800 т/год). Хотя это несколько и удорожает строительство, но повышает надежность и живучесть завода. На стоимость переработки топлива большое влияние оказывает производственная мощность радиохимического завода (рис. 10.24).

Срок сооружения и ввода в действие радиохимического завода по данным США (фирма «Эксон ньюклар») составляет 10—14 лет, в том числе на проектирование и разработки 3 года, стро-

* Для радиохимического опытного завода в Токай (Япония) определена по договоренности с правительственной корпорацией PNC стоимость переработки в 1981—1983 гг. первых 200 т отработавшего топлива 660 дол/кг U, в то время как стоимость переработки топлива японских АЭС на французском и английском заводах составят в 1982 г. более 980 дол/кг (включая транспортные расходы).

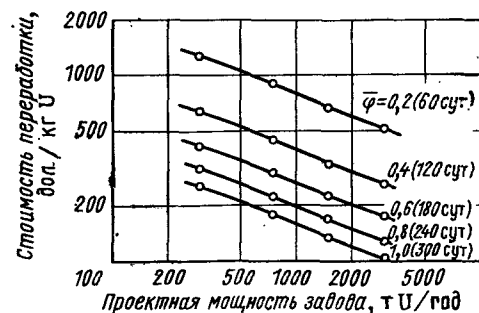


Рис. 10.24. Зависимость стоимости переработки отработавшего ядерного топлива от мощности радиохимического завода и коэффициента годового использования мощности

явлением комиссии по лицензированию для получения от нее разрешения на эксплуатацию.) Коммерческий срок эксплуатации (с полной амортизацией) составляет 10 лет, технический (реальный) срок работы ~20 лет со снижением производительности до 60% номинальной после первых 10 лет эксплуатации.

Цены на переработку не могут быть строго фиксированы. Они зависят от многих локальных и общих факторов, таких, как тип топлива, его количество в партии, доставленной заказчиком на переработку, обогащение ураном и глубина выгорания, время выдержки на АЭС, количество накопленного плутония и его изотопный состав, амортизационные отчисления, долгосрочное содержание отходов в хранилищах, методы концентрирования и окончательного удаления отходов и пр. При определении цен на химическую переработку стоимость невыгоревшего регенерированного урана и плутония, а также образовавшихся трансурановых элементов может условно приниматься равной нулю. При приеме заказов заводы капиталистических фирм в контрактах оговаривают допустимые безвозвратные потери при переработке урана и плутония. Прогнозируется, что в ближайшие 10—15 лет затраты на транспортирование, переработку и хранение отходов возрастут в 1,5—2 раза. Экономические оценки затрат по переработке и хранению радиоактивных отходов еще весьма неопределены. На симпозиуме МАГАТЭ (Вена, 1976 г.), посвященном обращению с радиоактивными отходами, американские ученые оценивали *расходы на обращение с отходами*, включая полную обработку газообразных продуктов деления, в 25—30%, а английские — в 50—60% общей стоимости химической переработки отработавшего топлива. При этом всеми специалистами признается необходимость концентрировать отходы, сокращать их объемы на всех переделах и транспортировать отходы в формах, сводящих к минимуму риск их рассеяния. Различные отходы стремятся не смешивать, а разделять по уровням активности, химическим и физическим свойствам и решать вопросы захоронения отдельно. В ряде стран считается целесообразным хранить отвержденные отходы в течение 30—50 лет в контролируемых поверхностных хранилищах с воздушным (включая естественную тягу) или водяным охлаждением в возвратимом состоянии, т. е. пригодном для извлечения и транспортирования до их окончательного захоронения.

ГЛАВА 11

ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФОНДЫ И КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ. ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И СТРОИТЕЛЬСТВА АЭС

11.1. ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ФОНДЫ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В социалистическом обществе средства производства являются общегосударственным достоянием. В отличие от капитализма, использующего средства производства (капитал) для присвоения (эксплуатации) чужого неоплаченного труда, при социализме средства производства используются для создания и увеличения общественного богатства, изготовления разнообразных материальных благ, удовлетворения потребности общества и всех его членов.

На рис. 11.1 приведена принципиальная схема трудового производственного процесса. Как видно из схемы, вещественным фактором любого производства выступают средства и предметы труда, а личным — рабочая сила.

Общественный характер социалистического производства вызывает необходимость его планомерного сбалансированного регулирования и общественного контроля.

Материальные и денежные средства, выделяемые социалистическим государством промышленным предприятиям и отраслям для выпуска продукции в соответствии с заданным планом, принято называть *производственными фондами*.

В теплоэлектроэнергетике для производства тепла и электроэнергии (*продукты труда*) используются дорогостоящие производственные фонды в виде электростанций, теплоэлектроцентралей, котельных, оборудованных передающими энергию устройствами и сооружениями (электросети, трубопроводы), а также транспортными средствами. Технологические процессы по производству и передаче тепла и электроэнергии сопровождаются здесь непрерывным расходом *предметов труда*: топлива, воды и других необходимых материалов.

Все трудовые процессы по управлению и непрерывной эксплуатации социалистических предприятий электроэнергетики осуществ-

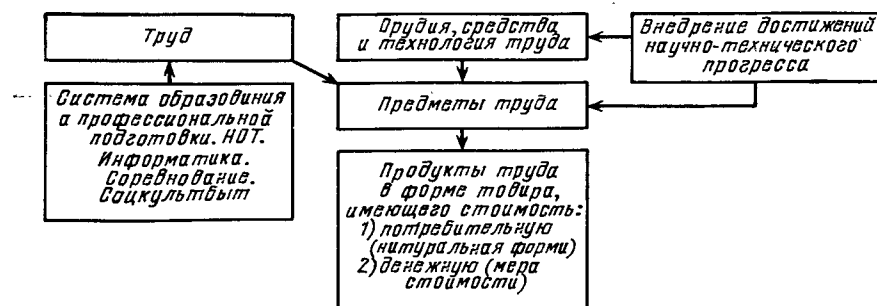


Рис. 11.1. Принципиальная схема трудовой производственной деятельности человека

входятся трудовыми коллективами, составленными из квалифицированных, профессионально подготовленных специалистов, рабочих и служащих (*труд*). Совокупный труд — живой (персонала предприятия) и прошлый (аккумулированный в производственных фондах и предметах труда, созданных на основе современной техники и технологии) — позволяет энергопредприятию вырабатывать и планомерно давать обществу необходимую электроэнергию и тепло.

Капиталовложения в энергетику в СССР. Основные производственные и непроизводственные фонды в энергетике образуются за счет государственных капитальных вложений (инвестиций). *Капитальными вложениями* принято называть совокупные затраты материальных, трудовых и денежных ресурсов для создания новых, расширения и реконструкции существующих основных фондов.

Капиталовложения в основные фонды электроэнергетики расходуются на разработку проектов, строительно-монтажные работы, приобретение оборудования, а в необходимых случаях на заказы по его разработке, приобретение транспортных средств, на затраты, связанные с пусконаладочными работами и вводом в эксплуатацию мощностей и сооружений.

В сметах на капитальное строительство предусматриваются также затраты на сооружение объектов непроизводственного назначения (жилья, объектов соцкультбта) и на создание индустриальной базы строительно-монтажных работ. Необходимые капиталовложения одновременно вкладываются в создание соответствующих мощностей энергетического машиностроения, предприятий топливной промышленности и других отраслей, обеспечивающих плановое развитие всего топливно-энергетического комплекса (ТЭК) страны.

Стоимость основных производственных фондов страны к началу 12-й пятилетки достигла 1600 млрд. руб. Основные производственные фонды СССР в электроэнергетике за последние 15 лет (1970—1985 гг.) выросли почти в 3 раза (с 35 до 101 млрд. руб.).

Доля капитальных вложений, необходимых для намеченного развития основных фондов ТЭК в соответствии с «Энергетической программой СССР на длительную перспективу», на ближайший период (до 2000 г.) составит 20—22% общего объема всех капиталовложений в народное хозяйство.

11.2. СТРУКТУРА ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ. ОСНОВНЫЕ И ОБОРОТНЫЕ ФОНДЫ

По способу перенесения стоимости на вырабатываемую продукцию, а также по длительности оборота и характеру воспроизводства производственные фонды делятся на *основные* (средства труда) и *оборотные* (предметы труда, сырье, материалы, энергия, расходуемая в производстве, денежные средства). Основные фонды характеризуются тем, что они используются в производстве длительное время (в течение многих циклов), при этом сохраняют свою натуральную форму, а стоимость их постепенно, по мере амортизации и износа, переносится на вырабатываемую при их использовании продукцию.

Предметы труда (оборотные фонды) характеризуются тем, что они потребляются в каждом производственном цикле целиком (с неизбежными технологическими потерями) и их необходимо заменять вновь и вновь, при этом натуральная природа их в процессе производства подвергается изменениям. Стоимость израсходованных предметов труда полностью переносится на стоимость вырабатываемой продукции.

Классификация основных фондов. В целях удобства планирования и учета, а также инвентаризации основных фондов в Советском Союзе введена единая для всей промышленности классификация основных фондов. Она содержит семь групп, образованных по технологическому принципу:

первая группа — здания основных и вспомогательных цехов;

вторая группа — сооружения и передаточные устройства, в том числе гидротехнические, транспортные и коммуникационные сооружения, воздушные линии электропередачи, кабельные линии и различные коммуникации, трубопроводы различного назначения и т. п.;

третья группа — силовые машины и оборудование, т. е. *орудия производства* для генерирования и преобразования энергии различных видов;

четвертая группа — рабочие машины и оборудование, непосредственно участвующие в качестве средств труда в технологическом процессе и при помощи которых рабочий воздействует на предмет труда;

пятая группа — измерительные и регулирующие приборы и устройства, лабораторное оборудование, ЭВМ;

шестая группа — транспортные средства всех видов;

седьмая группа — инструменты, производственный и хозяйственный инвентарь.

Оборудование, относимое к третьей, четвертой и пятой группам, принято называть *активной частью основных фондов*. Она

Таблица 11.1. Сравнительная структура основных фондов, %, всей промышленности, электроэнергетики, машиностроения, легкой и топливной промышленности СССР (на 01.01.1986) *

Виды основных фондов	Вся промышленность СССР	Топливная промышленность	Энергетика	Машиностроение	Легкая промышленность
Основные фонды, всего	100	100	100	100	100
В том числе:					
здания	27,6	7,4	14,9	36,3	41,8
сооружения	19,0	55,4	15,7	6,3	5,0
передаточные устройства	10,6	12,4	31,9	3,6	2,9
Оборудование, всего	39,9	22,7	37,0	49,8	47,7
В том числе:					
силовые машины и оборудование	7,5	2,5	33,6	2,3	2,0
рабочие машины и оборудование	29,3	18,6	1,4	41,3	43,7
измерительные и регулирующие устройства и приборы, лабораторное оборудование	1,6	1,2	1,2	3,0	0,5
вычислительная техника	1,1	0,3	0,5	2,7	1,2
Транспортные средства	2,2	1,8	0,4	2,1	1,4
Прочие основные фонды	0,7	0,3	0,1	1,9	1,2

* Народное хозяйство СССР в 1985 г. Статистический сборник. М.: Финансы и статистика. 1986. С. 118, 119.

определяет производственный профиль и мощности. Остальные группы основных фондов образуют *пассивную* их часть, прямо не участвующую в воздействии на предметы труда. Но правильно развитая пассивная часть основных фондов создает необходимые условия для нормального осуществления всех производственных процессов.

Общая тенденция прогрессивного развития индустрии страны и ее базовой отрасли (ТЭК) характеризуется непрерывным возрастанием доли активной части в общей стоимости основных фондов. Представление о структуре основных фондов в промышленности и энергетике дается в табл. 11.1.

На современной крупной ТЭС с тремя блоками турбин К-300 активная часть фондов составляет 65%, а остальная часть (здания, сооружения и т. п.) — 35%.

В основные фонды электростанций (в том числе и АЭС) — входят капитальные вложения в их строительство, за исключением стоимости подъездных дорог и объектов непроизводственного назначения (жилой поселок, объекты соцкультбыта и т. п.), возвратных сумм и др.

К основным фондам в социалистической промышленности относятся и *непроизводственные основные* фонды. Это — жилой фонд, клубы, детские сады и другие предприятия социального и культурно-бытового назначения. Непроизводственные фонды непосредственного участия в процессе производства энергии не принимают, но без них невозможно обеспечить нормальный ход стро-

ительства и эффективную эксплуатацию промышленных объектов.

Основные фонды, как производственные, так и непроизводственные, — важнейшая составная часть растущего национального богатства страны, ее производительных сил.

Оборотные фонды. Оборотные фонды требуют постоянного воспроизводства в натуральной форме. Оборотные фонды в энергетике включают в себя в качестве перерабатываемого сырья главным образом топливо (предмет труда). Топливо само является продуктом труда, производимого на предприятиях топливной промышленности, и обладает определенной стоимостью. К оборотным фондам на электростанциях также относят вспомогательные материалы (масла, химические реактивы и т. п.), малоценные (стоимостью до 100 руб.) инструменты, быстроизнашивающиеся предметы (например, спецодежда), запасные части для ремонта оборудования, полуфабрикаты, в том числе и собственного изготовления, изделия мастерских самой станции.

Кроме названных выше оборотных фондов, используемых в производстве, электростанции (в том числе АЭС) располагают *фондами обращения*, т. е. денежными средствами, находящимися в сфере обращения: деньги в банке, не оплаченная абонентами задолженность за отпущенную энергию и т. п.

Оборотные фонды и фонды обращения вместе образуют *оборотные средства* предприятия. Они совершают кругооборот в производственном цикле. Время, в течение которого оборотные средства находятся в производстве и обращении, составляет период оборота оборотных средств.

Особенность электростанций всех видов состоит в том, что в ходе выработки тепла и энергии практически не образуется продуктов незавершенного производства. Энергия не накапливается на складах [что, однако, может иметь место, например, при применении на АЭС водопаровых аккумуляторов тепла или подключения к электросети гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС)].

Рациональное и эффективное использование оборотных фондов и, прежде всего, топлива, сокращение до минимума излишних текущих и страховых запасов имеют большое значение для экономики каждого энергопредприятия.

Централизованное управление и планирование производства, сконцентрированные на предприятиях ЯТЦ, позволяют не создавать на каждой АЭС сверхнормативных запасов топлива. При наличии централизованной ремонтной службы в системе Минатомэнерго СССР нет необходимости также держать на складах каждой станции дорогостоящее оборудование, запасные узлы и детали, необходимые для периодических капитальных ремонтов, что особенно эффективно при применении в строительстве унифицированных проектов АЭС с использованием одинакового или стандартного оборудования.

Большая роль в правильном и экономном расходовании всех

видов оборотных средств на АЭС принадлежит *нормативам*. Для каждой АЭС с учетом специфики отраслевым министерством утверждаются *удельные нормы расхода* топлива и вспомогательных материалов и нормативы других оборотных средств.

В СССР к оборотным производственным фондам принято относить стоимость ядерного топлива, включая и стоимость первой загрузки активной зоны реактора. Стоимость первой загрузки реакторов ВВЭР-1000 и РБМК-1000 весьма значительна — 25—30% всех капиталовложений в каждый блок.

В США и других западных странах стоимость первой топливной загрузки реактора включается в смету капиталовложений. Доводы такие. Стоимость первой загрузки в реактор весьма большая. Время от выдачи заявки на топливо и транспортирования его на станцию до завершения календарной кампании топливной загрузки в реакторе АЭС достаточно велико (несколько лет). Поэтому в условиях капиталистической системы хозяйства затраты на первую загрузку рассматриваются как относительно долгосрочный кредит, подобный кредиту на специальное оборудование. За этот кредит должны уплачиваться соответствующие проценты.

В условиях социалистического хозяйства все затраты на сооружение и пуск АЭС, т. е. все основные и оборотные фонды, финансируются без взимания процентов за кредит единым заказчиком — государством, оно же является и владельцем АЭС. Государство заботится о сокращении времени строительства, сроков ввода в эксплуатацию и освоения проектной мощности нового объекта, о совершенствовании организации работ, экономичности и качества сооружения АЭС.

Плата за фонды. В энергетике, как и в других отраслях народного хозяйства, введена плата за основные производственные фонды и нормируемые оборотные средства. Эта плата вносится электростанциями в государственный бюджет из своих прибылей по установленным нормативам. Установлены дифференцированные нормы в зависимости от различных условий и технического уровня фондов. Средняя норма платы за фонды в энергетике составляет 6% в год. При этом не взимается плата за основные фонды, введенные вновь в течение двух лет, и за созданные за счет фонда развития производства (в течение двух лет), а также за счет непогашенных кредитов. Не вносится плата за основные фонды, имеющие экспериментальное назначение (в течение трех лет), а также законсервированные, резервные фонды и природозащитные сооружения.

Введена также *плата за воду*, которую получает электростанция на технические нужды из общих водохозяйственных систем.

Плата за производственные фонды и природные ресурсы является формой распределения прибыли между предприятием и государством.

11.3. ФОНДОЕМКОСТЬ И ФОНДООТДАЧА. ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ АЭС

Энергетика страны относится к базовым отраслям народного хозяйства и характеризуется высоким показателем *фондовооруженности*, измеряемой стоимостью фондов, приходящейся на одного работающего (руб/чел.).

Фондовооруженность труда в различных отраслях промышленности весьма различна. Если в 1975 г. по промышленности страны в целом она составляла 10,54 тыс. руб/чел., то по ТЭК в целом 48,7 тыс. руб/чел., т. е. почти в 5 раз выше, а по электроэнергетике в 9—10 раз выше.

Электроэнергетика относится к числу наиболее фондоемких отраслей промышленности. Ее *фондоемкость* (капиталоемкость), т. е. стоимость основных фондов, отнесенная на 1 руб. валовой продукции, в 5—6 раз выше фондоемкости ряда других отраслей и всей промышленности в целом:

Отрасль промышленности	Фондоемкость, руб/руб
Промышленность в целом	0,58
Электроэнергетика	3,0
Газодобывающая	1,0
Нефтедобывающая	2,05
Угольная	1,11
Машиностроение	0,52
Химическая	0,8
Пищевая	0,23
Легкая	0,14

Обратной величиной фондоемкости является *фондоотдача*, т. е. стоимость продукции, произведенной предприятием за единицу времени (обычно за год), отнесенная к стоимости основных производственных фондов, руб/руб. Фондоотдача — важнейший синтетический показатель экономической эффективности использования основных производственных фондов, а следовательно, и показатель эффективности капиталовложений для создания этих фондов.

Применительно к электростанциям (в том числе и АЭС) фондоотдача Φ_0 может быть более наглядно выражена не в денежной, а в натуральной форме как отношение фактически выработанной за год и отпущенной в сеть электроэнергии $W_{\text{факт}}$, кВт·ч/год, к стоимости основных производственных фондов $K_{\text{пр}}$, руб:

$$\Phi_0 = W_{\text{факт}} / K_{\text{пр}}. \quad (11.1)$$

Эффективность использования производственных мощностей АЭС, предназначенных для работы в режиме базисного графика нагрузки энергосистемы, наряду с фондоотдачей характеризуется следующими важными показателями:

1) *числом часов использования установленной* (проектной) *мощности*, показывающим, сколько времени в течение года $T_{\text{эф}}$

потребовалось бы для выработки фактически произведенной электроэнергии, если бы она вырабатывалась все время на установленной мощности (нетто) $N_{уст}^{нет}$:

$$T_{эф} = W_{факт} / N_{уст}^{нет} \quad (11.2)$$

$T_{эф}$ — эффективное или приведенное время использования установленной или проектной мощности, эф. ч/год;

2) коэффициентом использования установленной или проектной мощности (КИУМ или $\bar{\varphi}$), который определяется как отношение фактически выработанной энергии $W_{факт}$ к теоретически возможной, равной произведению установленной мощности $N_{уст}^{нет}$ на календарное число часов работы $T_{кал}$:

$$\varphi = W_{факт} / N_{уст}^{нет} T_{кал} \quad (11.3)$$

За год $T_{кал} = 8760$ ч. Тогда среднегодовое значение КИУМ, %, можно выразить формулой

$$\bar{\varphi} = W_{факт} \cdot 100 / N_{уст}^{нет} \cdot 8760 \quad (11.4)$$

Фактически выработанную за год и переданную в сеть электроэнергию $W_{факт}$ можно выразить формулой

$$W_{факт} = N_{уст}^{бр} (1 - K_{с.н}) \bar{\varphi} \cdot 8760 \quad (11.5)$$

Здесь $N_{уст}^{бр}$ — установленная (проектная) электрическая мощность (брутто); $K_{с.н}$ — коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды (для АЭС с ВВЭР-1000 $K_{с.н} \approx 0,06$; для РБМК-1000 $K_{с.н} \approx 0,075$); $\bar{\varphi}$ — среднегодовое значение КИУМ.

Из приведенных выражений (11.1) — (11.5) видно, что чем выше $\bar{\varphi}$, или чем больше приведенных часов в году работает АЭС на установленной (проектной) мощности, тем больше ее энерговыработка, больше фондоотдача, т. е. выработка электроэнергии, отнесенная на рубль затраченных капитальных вложений (кВт·ч/руб).

Можно привести такой пример. Несмотря на практически доказанную во Франции возможность работы АЭС (с реакторами РWR) в режиме следования за графиком нагрузки энергосистемы, включая полупиковый режим, расчеты показали, что эксплуатация АЭС при среднегодовом $\bar{\varphi} = 0,4 \div 0,5$ (3500—4300 ч/год) нерентабельна и не обеспечивает конкурентоспособность АЭС по сравнению с ТЭС на угольном топливе из-за увеличения стоимости производимой электроэнергии, ее удорожания вследствие низкой фондоотдачи и возрастания постоянной (амортизационной) составляющей себестоимости*.

Как известно, АЭС предназначены в основном для работы в базовом графике нагрузки, т. е. на проектной мощности или близ-

кой к ней. При проектировании АЭС в СССР по экономическим соображениям закладывается $\bar{\varphi} = 0,8$, что соответствует $T_{эф} \approx \approx 7000$ ч/год. Но даже и при таком значении $\bar{\varphi}$ фондоотдача АЭС с реакторами РБМК и ВВЭР почти в 1,5 раза будет меньше, чем ТЭС той же мощности, работающих на органическом топливе при $\bar{\varphi} = 0,6 \div 0,7$: фондоотдача АЭС — 22 кВт/(руб·год), ТЭС — 32—36 кВт·ч/(руб·год). В этой связи следует считать, что подсоединение к мощной системе АЭС, которые должны работать при $\bar{\varphi} = 0,8 \div 0,85$, гидравлических, тепловых или иных аккумуляторов энергии в период пикового и полупикового графика нагрузки в энергосистеме будет экономически более обоснованным решением, чем работа АЭС в режиме следования за нагрузкой, т. е. при низких КИУМ. Работа АЭС с высоким КИУМ обеспечивает экономии капиталовложений в энергетику и тем, что в этом случае потребуется иметь в работе меньше мощностей.

Действующие в СССР АЭС с реакторами ВВЭР и РБМК показывают устойчивую работу при больших значениях КИУМ (в 1984 и 1985 гг. суммарный $\bar{\varphi} = 0,77$). Ряд блоков АЭС работает при показателях более высоких, чем проектные.

Показатели по КИУМ зарубежных АЭС приведены в табл. 11.2.

Однако нельзя достичь высокого значения КИУМ, если оборудование АЭС ненадежно, не отработаны в чем-то отдельные конструкционные узлы и детали, плохо изготовлены или недоброкачественно смонтированы, имеются дефекты в проекте. Все это вызывает внеплановые или аварийные остановки и безотлагательно требует ремонта. Такие же последствия могут быть и после недоброкачественного планового или профилактического капитального ремонта.

Сокращение длительности простоев отдельного оборудования и блока АЭС в целом за счет хорошей подготовки и проведения плановых ремонтов, удлинение межремонтных сроков благодаря правильной эксплуатации и квалифицированному обслуживанию оборудования могут существенно увеличивать КИУМ.

Фондоотдача вновь вводимого блока АЭС в первый период его эксплуатации может быть увеличена за счет более короткого времени выхода на проектную мощность после энергетического

Таблица 11.2. Коэффициент использования установленной мощности зарубежных АЭС, %*

КИУМ	1983 г.	1984 г.	1983 г.	1984 г.
Средний за год**	61,9	67	60,8	61,6
Средневзвешенный за год**	61,8	66,5	59,7	61,2

* Данные по 205 блокам суммарной мощностью 170 ГВт (86 % мощностей всех АЭС).

** Наиболее высокий КИУМ (более 70 %) характерен для АЭС Швейцарии, Финляндии, ФРГ, Бельгии и Японии за счет более высокого технического уровня эксплуатации и качества оборудования.

* Об этом подробнее см. в гл. 12.

пуска. Эта задача, несомненно, легче решается при серийном строительстве одинаковых блоков (по типовому проекту), сооружаемых с учетом опыта пуска и освоения эксплуатации головных блоков.

В СССР это подтверждено практически на АЭС с серийными унифицированными реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000.

Объективной характеристикой надежности блоков АЭС, находящихся в эксплуатации (как и любой неатомной энергоустановки), является показатель ее готовности к работе под нагрузкой в пределах установленной или проектной мощности. Этот показатель принято называть *коэффициентом готовности* $K_{\text{гот}}$.

Коэффициент готовности вычисляется как отношение фактического времени (в рассматриваемом году), в течение которого АЭС в целом или каждый ее блок в отдельности несли или были способны нести заданную нагрузку, к располагаемому годовому времени 8760 ч:

$$K_{\text{гот}} = \frac{8760 - (T_{\text{пер}} + T_{\text{п.п.р}} + T_{\text{н.о}} + T_{\text{ав.о}})}{8760}, \quad (11.6)$$

где $T_{\text{пер}}$ — плановое время остановки на перегрузку топлива; $T_{\text{п.п.р}}$ — плановое время на профилактический осмотр и ремонт; $T_{\text{н.о}}$ — время неплановых или вынужденных остановок по различным причинам; $T_{\text{ав.о}}$ — время аварийных остановок и время, затраченное на аварийные ремонты.

По понятным причинам коэффициенты готовности имеют не меньшие значения, чем КИУМ. В странах, где доля выработанной на АЭС электроэнергии превышает 30—40% и часть АЭС вынужденно используется (например, во Франции) в переменном

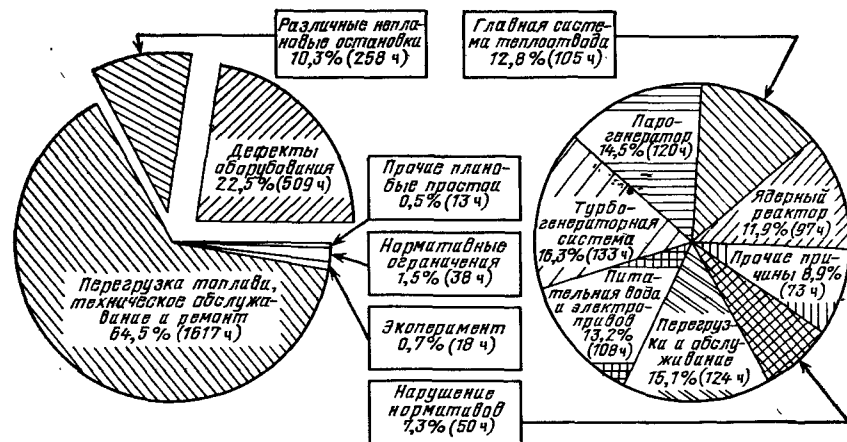


Рис. 11.2. Усредненные полные плановые и неплановые простои АЭС с LWR (США) в 1971—1981 гг. (а) и классификация неплановых простоев в процентах их средней продолжительности (820 ч/год) (б)

400

режиме слежения за нагрузкой в энергосистеме, наибольшее значение придается не коэффициенту использования мощности, а коэффициенту готовности и мероприятиям по его улучшению.

По данным МАГАТЭ время простоев в результате отказа оборудования составляло в эти годы до 20% общего времени вынужденного простоя АЭС. Во многих случаях выходило из строя обычное механическое и электротехническое оборудование, не относящееся к ядерным паропроизводящим установкам.

В МАГАТЭ создана специальная информационная система PRIS по анализу эксплуатационных показателей работы АЭС в странах-членах.

На рис. 11.2 показаны усредненные годовые плановые и неплановые простои АЭС США с реакторами LWR за десятилетие (1971—1981 гг.) и их классификация. Это был период интенсивного строительства АЭС в США, когда за 5 лет (с 1975 по 1980 гг.) было введено в эксплуатацию свыше 25 блоков общей мощностью 22 млн. кВт.

11.4. ОЦЕНКА СТОИМОСТИ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ. КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ И УДЕЛЬНЫЕ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ В АЭС

В энергетике учет и оценка стоимости основных фондов при инвентаризации и паспортизации ведутся как в натуральной, так и в денежной (стоимостной) форме. Применяется несколько видов стоимостной оценки, а именно:

полная первоначальная стоимость по фактическим затратам в ценах соответствующего года строительства;

полная восстановительная стоимость — стоимость воспроизводства в ценах года оценки, производимой периодически;

остаточная стоимость — определяется путем вычитания стоимости износа или произведенных амортизационных отчислений из полной первоначальной или восстановительной стоимости или из так называемой *балансовой стоимости* основных фондов.

Полная первоначальная стоимость основных фондов определяется по сумме затрат на *капитальные вложения*. Суммарные капитальные вложения в объекты производственного назначения $K_{\text{пр}}$, отнесенные к единице производственной мощности предприятия, называются *удельными капитальными вложениями* $K_{\text{уд}}$.

В теплоэлектростанциях СССР суммарные капитальные вложения $K_{\text{пр}}$ в создание основных производственных фондов принято относить к установленной (проектной) электрической мощности (брутто) $N_{\text{е}^{\text{бр}}}$. Тогда удельные капиталовложения в АЭС $K_{\text{уд}}$, руб/кВт, можно выразить так:

$$K_{\text{уд}} = K_{\text{пр}} / N_{\text{е}^{\text{бр}}}. \quad (11.7)$$

Удельные капиталовложения являются одним из важнейших экономических показателей. Конечно, было бы правильнее относить их к мощности нетто, поскольку существенна разница в зна-

26—6105

401

чении мощности, затрачиваемой на собственные нужды отдельными АЭС, оборудованными различными типами реакторов.

В ряде случаев реальная производственная мощность энергопредприятия не совпадает с проектной и определяется с учетом заданных технических условий по максимально допустимой нагрузке, которую может нести (ниже или выше проектной) предприятие.

В СССР удельные капиталовложения в сооружениях крупных АЭС единичной мощностью (900—1500 МВт) с водоохлаждаемыми реакторами, работающими на тепловых нейтронах, за последние 10—15 лет нестабильны и изменяются в сторону возрастания. Так, среднее значение $K_{уд}$ для блоков с РБМК-1000 составляло в начале 70-х годов 260—310 руб/кВт (брутто), к середине 80-х годов оно возросло до 460—540 руб/кВт (в зависимости от затрат, связанных с местоположением АЭС, с выбранной системой ее водообеспечения, развитием строительной базы и другими локальными факторами). На этом удорожании сказались несколько причин, среди которых общий пересмотр и увеличение цен в стране на строительные материалы, металл, оборудование и т. п., которое проведено с 1 января 1982 г., увеличение объемов строительно-монтажных работ и оборудования, связанное с обеспечением новых, более жестких требований к ядерной и радиационной безопасности и охране окружающей среды, удорожание оборудования в связи с повышенными требованиями к его надежности и долговечности и т. д.

Удельные капиталовложения в АЭС с реакторами ВВЭР-1000 также изменились. Если в семидесятые годы они составляли для отдельных АЭС 200—250 руб/кВт, то к середине восьмидесятых, главным образом, по тем же причинам, что и для АЭС с РБМК, удельные капиталовложения возросли до 350—370 руб/кВт. Для отдельных станций значение $K_{уд}$ может варьироваться в пределах ± 10 —15%.

Нужно заметить, что среднее значение капиталовложений в ТЭС, работающую на органическом топливе, также имеет большой диапазон в зависимости от рода и качества топлива, условий его транспортирования и стоимости на месте потребления, системы водоснабжения для охлаждения турбин и других факторов. Проектные показатели удельных капиталовложений на 1 кВт установленной мощности (руб/кВт)* электростанций Минэнерго СССР характеризуются (1980 г.) следующими данными: ГРЭС 120—160, ТЭЦ 140—250, ГЭС — 200—500.

Минимальные значения по ГРЭС и ТЭС относятся к газомазутным станциям, расположенным в европейской части страны, максимальные — к электростанциям на низкосортных углях (Экибастуз, Канско-Ачинский бассейн и др.), сооружаемым в восточных районах.

С учетом всех капитальных вложений в развитие мощностей, включая ТЭС, ТЭЦ, ГЭС, АЭС, а также ЛЭП, электрические и тепловые сети, отраслевая (Минэнерго СССР) капиталоемкость в энергетике СССР в 1976—1980 гг. составила 365 руб/кВт, а в 1981—1982 гг. — 457 руб/кВт с тенденцией к дальнейшему росту.

Удельные капиталовложения в ЛЭП составляют 29—37 тыс. руб/км.

Доля капиталовложений в электросети превышает 25% общих капитальных затрат на энергетiku, а в теплосети она равна примерно 3%. Ввод в строй крупных АЭС одновременно сопровождается и сооружением электросетей соответствующей мощности и наращиванием мощностей предприятий ЯТЦ.

Влияние на $K_{уд}$ мощности блоков и серийности их производства. В настоящий период развития ядерной энергетики невозможно установить с приемлемой точностью зависимость удельных капитальных затрат от единичной мощности блока АЭС или суммарной мощности многоблочной АЭС.

На основных действующих и строящихся АЭС применяются близкие по мощности однотипные реакторы с легководным теплоносителем (LWR): двухконтурные, работающие с перегретой водой под давлением (PWR, ВВЭР), одноконтурные, кипящие (BWR, РБМК). На долю АЭС с этими типами реакторов приходится (1985 г.) в мире 86% всех мощностей АЭС, причем средняя мощность 287 действующих блоков составляет ~900 МВт. По прогнозам, с учетом находящихся в стадии сооружения, средняя мощность блоков АЭС в 2000 г. достигнет 960 МВт. Только небольшая часть сооруженных АЭС оборудована реакторами так называемой малой и средней мощности (400—600 МВт).

В этих условиях оценка зависимости $K_{уд}$ от мощности блоков носит абстрактный характер.

Существует очень большой разброс значений $K_{уд}$ для блоков АЭС идентичной мощности даже в пределах одной страны. Особенно он велик для АЭС в США. Существенно различие значений $K_{уд}$ и между отдельными странами*.

Заметно влияет на снижение $K_{уд}$ фактор большей или меньшей серийности в изготовлении оборудования и сооружение АЭС по унифицированному проекту, так как при этом удешевляется оборудование, сокращаются сроки строительства, ускоряются пусконаладочные работы и вывод нового блока на проектную мощность. Считают, что $K_{уд}$ серии из 15—20 блоков, строящихся на основе хорошо отработанной головной прототипной АЭС с унифицированным оборудованием $K_{уд}$, снижается на 10—15% по сравнению с затратами на головную АЭС. В начальном периоде развития ядерной энергетики были проведены многочисленные исследования и сделана попытка дать точные аналитические и графические зависимости $K_{уд}$ от единичной мощности блока. Для примера на рис. 11.3 и 11.4 приведены некоторые графики, дающие в общем правильную качественную картину.

Безусловно, увеличение мощности АЭС, построенной по прототипному проекту и с идентичным оборудованием, в принципе должно заметно повлиять на снижение $K_{уд}$, если все остальные условия сооружения АЭС, и в том числе локальные, одинаковы. На практике это бывает в редких случаях.

* Подробнее см. в § 11.6.

* Теплоэнергетика и теплотехника: Справочник/ Под общ. ред. В. А. Григорьева и В. М. Зорина. М.: Энергия. 1980. С. 127—132.

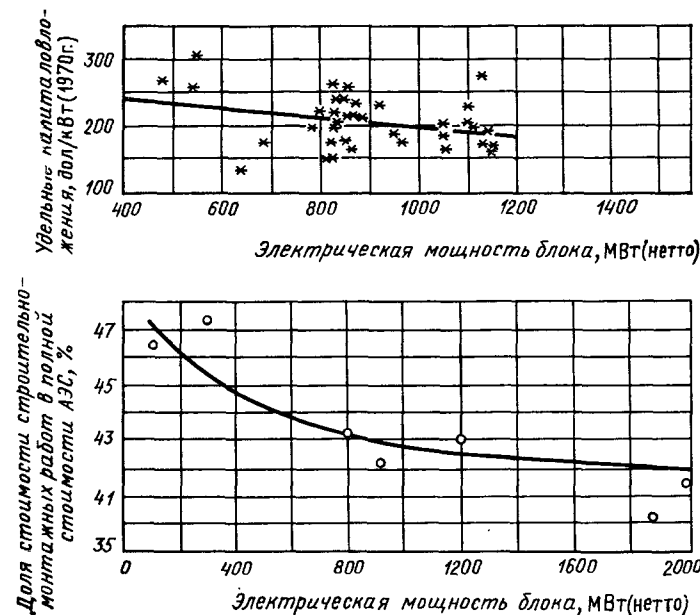


Рис. 11.3. Зависимость от мощности блоков АЭС удельных капиталовложений (оценка фирмы «Комбачен инжиниринг», США, по 85 блокам LWR, выполненная в 1968—1970 гг.) (а) и доли стоимости строительно-монтажных работ в общих капитальных затратах (б)

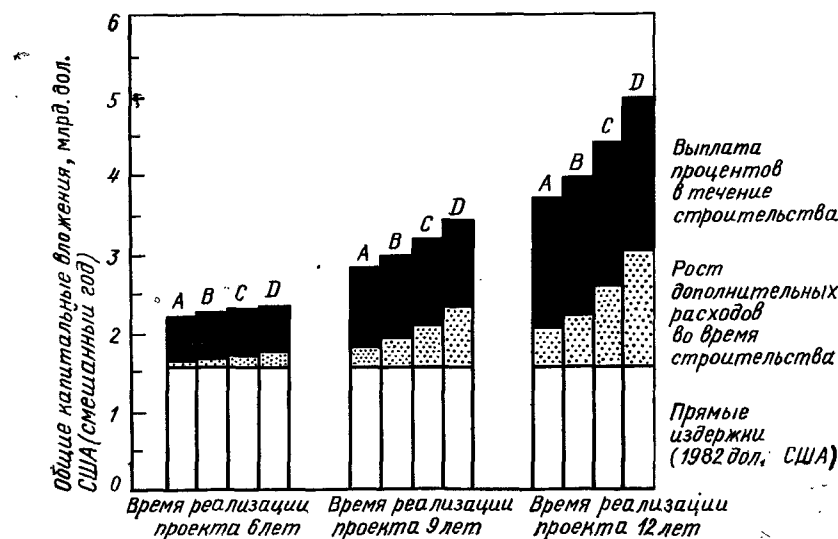


Рис. 11.4. Влияние срока строительства и дополнительных расходов на общие капиталовложения в сооружение АЭС с LWR (США) мощностью 1250 МВт
Источник: доклад Ч. Брауна (Институт электроэнергетических исследований—EPRI, США) на совещании Американского ядерного общества (8—11 апреля 1984 г.). В расчетах принято: ссудный процент 5,425 % в год, а с учетом инфляции 11,75 % в год. Темп инфляции—6 % в год. Возможные реальные темпы роста дополнительных затрат в ходе строительства: колонна А=0 %, В=2 %, С=5 %, D=8 %

11.5. КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ В АЭС В КАПИТАЛИСТИЧЕСКИХ СТРАНАХ. ИХ ОСОБЕННОСТИ И СТРУКТУРА ЗАТРАТ

Международной рабочей группой специалистов стран — членов ЕЭС* проведено сравнение экономических показателей АЭС с реакторами типа PWR мощностью 1000—1400 МВт (эл.) и установлен большой разброс значений удельных капиталовложений (отношение максимального к минимальному 1,76). Подобный разброс отмечен и в стоимости оборудования (1,7), а в процентах на капитал в период строительства разброс еще больше (2,26). Это объясняется различными условиями развития энергетики (стоимость рабочей силы, организация строительства, обменные курсы валют, ссудные проценты и пр.). Ниже приведены средние по странам удельные капиталовложения (1985 г.) в сравнимых условиях, дол. США/кВт:

Великобритания	2040	Нидерланды	1224
ФРГ	1400	Бельгия	987
Италия	1122	Франция	826

Чрезвычайно большой рост удельных капиталовложений наблюдается в США за последние 15 лет (1970—1985 гг.) — 20% в год, а с поправкой на инфляцию — 10—15% в год (табл. 11.3). В то же время во Франции, занимающей второе место среди капиталистических стран по масштабам развития ядерной энергетики, за последние 10 лет рост удельных затрат составил только 4,4% в год.

Проведенное Министерством энергетики США изучение столь быстрого роста капитальных затрат позволило выявить следующие основные причины:

длительные сроки строительства, поэтому высокие размеры платежей за кредит в период строительства; увеличение шкалы надбавок и наценок; быстрый рост дополнительных расходов (рис. 11.4);

* ЕЭС — организация Европейского экономического сотрудничества, или, как ее часто называют, «Общего рынка».

Таблица 11.3. Рост удельных капиталовложений в АЭС США

Год ввода блока АЭС в эксплуатацию	Число введенных блоков	Продолжительность строительства, лет	Удельные капиталовложения, дол./кВт*
1971—1974	13	5—6	313
1977—1980	13	7—11	576
1981—1983	13	10—11	1229
1984—1985	17	11—13	2293
1990—1992 (прогноз)**	—	12,5	2125—2550

* По курсу доллара на год ввода блока.

**Прогноз с учетом среднего роста цен 7 % в год. В 1984 г. в стадии сооружения в США находилось 39 блоков.

существенный рост трудовых затрат, в том числе при проектных работах. Темпы роста трудовых затрат за 14 лет увеличились с 13 до 24% в год; введение новых ужесточенных норм и правил по технике безопасности, противоаварийных мер, усложнение проектов АЭС после аварии в 1979 г. на АЭС «Три-Майл-Айленд»;

рост процентных начислений на капитал в связи с удлинением срока строительства;

существенные различия в проектах и условиях строительства в местах размещения АЭС;

рост потребностей в бетоне, конструкционных материалах, кабелях (почти в 2 раза.

сооружение в основном одноблочных вместо многоблочных АЭС;

многочисленность фирм-поставщиков оборудования и подрядчиков работ [четыре фирмы по реакторам (во Франции одна фирма), 14 проектных фирм, 64 фирмы — основных поставщиков оборудования и т. п.];

конъюнктурное снижение потребностей в электроэнергии и во вводе мощностей электростанций.

Необходимо заметить, что в США наблюдается неуклонный ежегодный рост удельных затрат и на сооружение ТЭС на угольном топливе (УТЭС). США обладают крупнейшими в мире запасами хорошего угля. В 1985 г. ТЭС на угле выработали 55% общего количества электроэнергии, на нефти — 4%, на газе — 12% (на АЭС — 15,5%, на ГЭС — 13,5). Оптимальным считается блок ТЭС мощностью 500—650 МВт (эл.). Удельные капитальные затраты на двухблочную УТЭС на высокосернистом угле со скрубберами, очищающими уголь (70—90%) от серы, в 1980-х годах составят 1750—1925 дол./кВт. Для периода 1980—1982 гг. принят расчетный средний темп роста цен 7% в год. В США запрещено проектировать новые блоки ТЭС на природном газе и нефти, хотя удельные капитальные затраты на их сооружение в середине 80-х годов составили бы 700—800 дол./кВт.

Из изложенного выше видно, что недопустимы прямые сравнения удельных затрат на сооружение электростанций в СССР и в капиталистических странах, особенно в США. И в самом капиталистическом мире стоимость капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности для различных стран в силу конкретных условий и особенностей может различаться в 1,5—2 раза.

Прогнозные оценки капитальных затрат. Представляют интерес результаты исследований и оценочные расчеты, выполненные в США (табл. 11.4), ожидаемых затрат на сооружение с вводом в 1994 г. одноблочной АЭС мощностью 1300 МВт с реактором LWR применительно к условиям США, Франции, Японии и ФРГ. Расчеты сделаны с учетом в проектах экстремальных условий эксплуатации (потеря теплоносителя с разрывом двух труб, землетрясений, ураганов, падения самолета и пр.).

Из сравнения данных табл. 11.3 и 11.4 видно, что АЭС, построенные в США, будут наиболее дорогостоящими ввиду удлинённых сроков строительства, более обширной документации по строительству и ужесточенных требований по гарантиям качества и безопасности. Это объясняет и причины аннулирования заказов на некоторые строящиеся АЭС, несмотря на большие уже сде-

Таблица 11.4. Оценка общих и удельных капиталовложений, сроки строительства и трудозатраты на АЭС мощностью 1300 МВт (эл.)

Статьи капиталовложений	Фран- ция	Япония	США	ФРГ
Капиталовложения				
Тип реактора	PWR 66—78	PWR и BWR 72—84	PWR и BWR 120—144	PWR 84—108
Срок строительства *, мес				
Затраты **: общие, млрд. дол.	1,3	1,6	2,1	1,9
удельные, дол./кВт	1000	1231	1615	1462
Трудоемкость, 10⁶ чел-ч				
Проектно-конструкторские работы	1,68	3,4	9	4,25
Разработки энергетической фирмы	0,5	0,7	1	0,4
Проектно-инженерные работы:				
проектирование и анализ	1,2	2,5	2,5	2,8
контроль за разработкой	0,2	0,3	1	0,6
доработки в период строительства	0,28	0,6	4,5	0,45
Строительство:				
неядерная часть АЭС (эквивалентна ТЭС на угле)	8	8,5	9	11
ядерная часть (ЯППУ)	1,6	2	4,5	4

* С момента принятия решения о строительстве до ввода в промышленную эксплуатацию.

** Для последующих лет принято увеличение на 3% в год; рассчитано для ввода в 1994 г.

Таблица 11.5. Структура затрат в США на одноблочную АЭС с реактором LWR мощностью 1300 МВт (эл.), вводимую в эксплуатацию в 1994 г.

Составляющая затрат	Затраты, млн. дол.
Прямые затраты	
Земля и право владения АЭС	3
Строения и установки на площадке АЭС	180
Реакторное оборудование	230
Турбинное оборудование	182
Энергетическое оборудование	65
Вспомогательное оборудование	22
Главная система теплоотвода	34
Итого	716
Косвенные затраты	
Строительные работы	115
Технические службы главного отделения фирмы	187
Технические службы периферийных отделений фирмы	115
Другие затраты	77
Итого	494
Ссудный процент в период строительства	913
Эскалация цен в период строительства	703
Общие затраты к моменту ввода в промышленную эксплуатацию в 1994 г.	2826

ланные затраты (несколько миллиардов долларов). Второе место занимает ФРГ, где при проектировании АЭС требуется учитывать крупные авиакатастрофы, ураганы, а также включать в проект дублирование многих элементов в системе защиты теплоносителя реактора, что обычно отсутствует на АЭС других стран.

Затраты на АЭС Франции намного меньше благодаря стандартизации проектов и сокращенным периодам подготовки проекта и его осуществления, а также из-за менее формализованных требований по гарантиям безопасности и качества. Затраты на японские АЭС сравнительно низки прежде всего благодаря более короткому времени строительства.

В табл. 11.5 представлена структура прямых и косвенных затрат на сооружение в условиях США типовой одноблочной АЭС мощностью 1300 МВт с реактором LWR (PWR или BWR). В результате удельные капитальные затраты составят 2173 дол/кВт.

В смете затрат учтено влияние ряда реальных факторов, в том числе и такого, как обеспечение безопасности при экстремальных нагрузках, вероятность возникновения которых в расчетах полагалась равной 0,01 в год, а их радиологические последствия были приняты несколько превышающими нормы по национальным стандартам. Дана оценка затрат на сооружение противоаварийной железобетонной оболочки здания реакторной установки с двумя стенками, способными выдерживать большие давления, вместе с системой аварийного охлаждения. Дополнительные затраты на них составят не менее 125 млн. дол (~100 дол/кВт). Србок сооружения градирен принят равным 11 годам, что вписывается в общий срок строительства АЭС.

11.6. ИЗНОС ОСНОВНЫХ ФОНДОВ. АМОРТИЗАЦИОННЫЕ ОТЧИСЛЕНИЯ НА РЕНОВАЦИЮ И КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ

Утрату основными фондами стоимости в период их эксплуатации принято называть *износом*. Различают два вида износа: *физический и моральный*.

Физический износ вызывается физико-механическими и химическими процессами, воздействие которых проявляется при эксплуатации того или иного оборудования (механические деформации, тепловые, вибрационные, коррозионные и прочие воздействия на конструкции и материалы). Физический износ определяется в процентах первоначальной стоимости по фактическому состоянию и по времени использования. Износы бывают нормальные, повышенные и аварийные. Физический износ происходит неравномерно и во многом зависит от конструкционного и технологического несовершенства агрегатов, отдельных узлов и деталей оборудования, от нарушений правил эксплуатации и обслуживания, технологического регламента.

Для поддержания работоспособности энергетического объекта в течение определенного срока эксплуатации проводятся *текущий,*

средний, капитальный или профилактический ремонты с заменой или исправлением изношенных частей и деталей оборудования. В ряде случаев проводится их частичная реконструкция или модернизация.

Межремонтное обслуживание и текущий ремонт обычно проводятся без полной разборки оборудования и связаны с периодическим осмотром, очисткой, уплотнением, креплением соединений и деталей, с заменой отдельных элементов, иногда на ходу, без остановки работы всей установки.

Средний ремонт осуществляется для поддержания ресурса узлов и деталей, которые не обеспечивают работоспособности в период между капитальными ремонтами. Периодичность средних ремонтов — более одного года.

Капитальный ремонт проводится периодически через несколько лет для восстановления, замены или модернизации изношенных деталей и узлов машин, аппаратов, устройств, приборов, их коммуникаций с тем, чтобы обеспечить их нормальное функционирование и экономичную работу до следующего капитального ремонта. На весь срок капитального ремонта производственный объект выводится из эксплуатации.

При капитальных ремонтах оборудования в ряде случаев проводятся полная разборка оборудования, контрольные обмеры и осмотры, регулировка, испытания и устранение обнаруженных недостатков. Капитальные ремонты энергоблоков на АЭС проводятся 1 раз в 3—4 года. Они обычно приурочиваются ко времени, когда блок останавливается на перегрузку, или в период сезонного спада нагрузки в энергосистеме.

Большое значение имеют профилактические ремонты, предупреждающие незапланированный выход из строя отдельных ненадежных элементов оборудования.

Большое влияние на сокращение времени и затрат на капитальные, средние и текущие ремонты оказывает высокая *ремонтоспригодность* оборудования, характеризующаяся доступностью и удобством демонтажа и монтажа при замене изношенных или поврежденных элементов, конструкционной простотой и взаимозаменяемостью при агрегатной или узловой замене потерявших работоспособность компонентов. Высокие показатели по надежности и ремонтоспригодности особенно важны при эксплуатации на АЭС оборудования, работающего в условиях ионизирующего излучения и радиоактивного загрязнения, где даже простейший ремонт затруднен. Поэтому следует особо подчеркнуть необходимость высокого качества оборудования, поставляемого на АЭС, и качества всех видов его ремонтов на самой станции.

АЭС весьма капиталоемки и рассчитаны на большой срок эксплуатации (не менее 30 лет). За длительное время, которое требуется для сооружения и эксплуатации АЭС, в ядерной энергетике будет происходить дальнейший научно-технический прогресс. И самая современная, на момент начала сооружения, АЭС будет постепенно устаревать, как инженерно-техническое сооружение

Таблица 11.6. Временные нормативы годовых амортизационных отчислений, принятые для расчетов в ядерной энергетике

Наименование амортизируемых основных фондов	Годовые амортизационные отчисления от стоимости по СССР, %	Примечание
Здания и сооружения АЭС		
Здания производственного назначения (стоимость строительных работ)	3,0	
Гидротехнические сооружения: строительная часть	1,3	
технологическое оборудование	8,175	
Ядерная паропроизводящая установка (ЯППУ)		
Оборудование:		
корпус реактора с крышкой и виутрикорпусными устройствами	3,3	Не ремонтируется. Расчетный срок службы по проекту 30 лет Расчетный ресурс 5 лет
привода СУЗ	20	
вспомогательное оборудование реактора (гайковерт, инструмент и приспособления)	8,7	
Парогенераторы	7,0	Приравнены к оборудованию турбинного зала
ГЦЭН, другие насосы	7,0	То же
Вспомогательное оборудование (компенсаторы объема, запорные задвижки, предохранительные клапаны)	7,0	» »
Главный циркуляционный трубопровод из коррозионно-стойкой стали	3,3	Расчетный срок службы 30 лет, не ремонтируется
Прочее оборудование первого контура (специвентилиация, арматура, борный узел, промежуточные контуры, приспособления для дезактивации)	8,7	
Оборудование турбинного зала (турбогенераторы, конденсаторы, подогреватели, деаэраторы и дизели, запорная регулирующая арматура и т. д.)	7	
Оборудование биологической защиты, закладные детали	3,0	
Трубопроводы на эстакадах и в туннелях	13,1	
Подъемно-транспортное оборудование	8,8	
Компрессоры	11,6	
Котельные	8,7	
Вспомогательное оборудование силовое, теплообменное, химводоочистки, бойлеры и т. п.	13,3	
Прочее механическое и электротехническое оборудование АЭС	8,175	
Запасные части и технологическая оснастка	8,175	

Продолжение табл. 11.6

Наименование амортизируемых основных фондов	Годовые амортизационные отчисления от стоимости по СССР, %	Примечание
Дозиметрический контроль	8,7	
Приборы КИПиА	8,7	
Виутриплощадочные железнодорожные пути, виутренняя связь	3,5	
Прочее оборудование главного корпуса, спецводоочистки (СВО), хранилищ радиоактивных отходов, транспортных устройств и т. п.	7,9—8,2	Принимается средний процент амортизационных отчислений на оборудование
Затраты на пусконаладочные работы, включая ревизию оборудования перед монтажом, и т. п.	7,9—8,2	То же
Затраты по СССР на непредвиденные работы	6,7	Принимается средний процент амортизационных отчислений по всему блоку АЭС

в целом или в отдельных ее частях, например по материалоемкости, удельному расходу ядерного топлива, коэффициенту полезного действия, экономичности, надежности и другим основным показателям. В результате возникает так называемый *моральный износ*. Отдельное оборудование и в целом основные фонды АЭС физически могут еще надежно эксплуатироваться, но они в известной мере уже утратили свою потребительную стоимость и не могут конкурировать с новыми, технически более совершенными образцами оборудования или по цене воспроизводства, или по важнейшим технико-экономическим показателям, определяющим относительную экономическую эффективность их эксплуатации.

В результате морального износа в определенный момент может оказаться экономически невыгодным продолжать эксплуатацию основных фондов устаревшей АЭС. Возникает задача — определить оптимальный экономический срок эксплуатации АЭС и срок ее реконструкции или модернизации (если это возможно или экономически целесообразно) или срок вывода из строя и демонтажа*.

Амортизационные отчисления. Для обеспечения непрерывного воспроизводства основных фондов к моменту их ликвидации необходимо иметь денежные средства, которые позволили бы воссоздать первоначальную стоимость этих фондов (простое воспроизводство). Кроме того, необходимы средства для периодических капитальных ремонтов, которые компенсируют физический износ основных средств и позволят поддерживать их работоспособность на заданном уровне. Эти денежные средства называются *амортизационными отчислениями*. На АЭС они образуются путем отчислений из средств, получаемых при реализации продукции,

* Об этом подробнее см. в § 11.13.

т. е. выработанной электроэнергии, и учитываются в затратах на производство.

Амортизационные отчисления, полученные за весь срок эксплуатации АЭС, должны позволить полностью возместить первоначальную стоимость ($K_{пр}$) изношенных (физически и морально) основных фондов и обеспечить частичное восстановление их стоимости путем капитальных ремонтов.

Таким образом, в процессе амортизации основных фондов стоимость их планомерно поглощается путем переноса на себестоимость изготавливаемой продукции, где она отражается как самостоятельная составная часть издержек производства.

Общая сумма затрат на годовые амортизационные отчисления $I_{ам}$, руб/год, состоит из отчислений: 1) на реновацию, т. е. воспроизводство основных фондов $I_{рен}$; 2) на капитальный ремонт и модернизацию $I_{к.р.}$:

$$I_{ам} = I_{рен} + I_{к.р.} \quad (11.8)$$

Амортизационные отчисления в промышленности СССР производятся по установленным нормативам в процентах первоначальной стоимости основных фондов независимо от того, находятся они в эксплуатации, ремонте или резерве. Нормативы амортизационных отчислений для АЭС установлены в плановом порядке (табл. 11.6) из условия, что в течение амортизационного периода $T_{ам}$, равного экономическому сроку службы основных фондов, за счет амортизационных отчислений будет получена сумма, равная первоначальной стоимости фондов $K_{пр}$ плюс суммарные затраты на капитальный ремонт $K_{к.р.}$ за весь период эксплуатации фондов. Из этой суммы исключается возможная ликвидационная, т. е. остаточная, стоимость основных фондов $K_{л}$ к моменту ликвидации АЭС. Тогда

$$I_{ам} = \frac{K_{пр} + \Sigma K_{к.р.} - K_{л}}{T_{ам}} = \frac{K_{пр}}{T_{ам}} + \frac{\Sigma K_{к.р.} - K_{л}}{T_{ам}} = I_{рен} + I_{к.р.} \quad (11.9)$$

Здесь первое слагаемое — сумма годовых амортизационных отчислений на реновацию, второе — на капитальный ремонт.

Из формулы видно, что чем больше срок эффективной эксплуатации АЭС до ее полной амортизации $T_{ам}$, чем выше ее надежность и, следовательно, меньше затраты на капитальный ремонт оборудования, тем меньше общая сумма отчислений на амортизацию и коэффициенты амортизационных отчислений ($\alpha_{ам}$, $\alpha_{рен}$, $\alpha_{к.р.}$), выраженные в процентах первоначальной стоимости основных фондов.

Нормативы амортизации дифференцируются по отдельным видам и типам оборудования и сооружений АЭС как единого комплекса с учетом их морального износа. По средневзвешенной их стоимости определяются средние нормы амортизации для предприятия в целом.

В теплоэнергетике установлен общий норматив $\bar{\alpha} = 5\%$, в том числе на реновацию 2,6—3%, на капитальный ремонт 2,1—2,4%.

Для ядерной энергетики с учетом ее специфики установлены более высокие нормативы.

По сводным результатам сметных расчетов для АЭС, строящихся в СССР с реакторами ВВЭР и РБМК, среднее расчетное значение амортизационных отчислений, основанное на приведенных в таблице нормативах, $\bar{\alpha}_{ам} = 6,7\%$ в год от суммарных капиталовложений $K_{пр}$ в объекты производственного назначения АЭС. Для разных АЭС значения $\bar{\alpha}_{ам}$ могут несущественно различаться. Например, по АЭС с ВВЭР-440 $\bar{\alpha}_{ам} = 6,2 \div 6,45\%$ в год. При этом расчете амортизационные отчисления на здания и сооружения (строительные затраты) не превышают 3—3,1%, на оборудование 7,9—8%, на прочие капитальные затраты и непредвиденные расходы 6,45—6,7%.

Указанные в табл. 11.6 нормативы амортизационных отчислений по мере накопления опыта в сооружении и эксплуатации АЭС пересматриваются и корректируются плановыми органами.

Затраты и отчисления на ремонты. На капитальный ремонт в зависимости от конкретных условий отводится обычно от 30 до 60% годовых амортизационных отчислений, т. е. $\bar{\alpha}_{к.р.} = (0,3 \div 0,6) \bar{\alpha}_{ам}$. Увеличение доли отчислений на капитальный ремонт связано с недостаточной надежностью работы оборудования, возможным аварийным выходом его из строя или с недостатками в эксплуатации. Поэтому на АЭС стремятся к снижению затрат на капитальный ремонт за счет улучшения качества и эффективности ремонта, а также путем модернизации или замены ненадежного оборудования.

Организация ремонтов, их качество и затраченное время на выполнение ремонтных работ прямым образом влияют на длительность простоев АЭС.

Для каждого типа энергопредприятия, в том числе и АЭС, установлены нормативы периодичности и длительности ремонтов. По времени исполнения ремонты разделяются на *плановые, внеплановые и восстановительные*.

Большой ущерб народному хозяйству и экономике самого энергопредприятия приносят аварии оборудования и связанные с ними аварийные ремонты. Всякая незапланированная остановка даже одного блока АЭС большой мощностью приводит к недопуску продукции и дезорганизации производства энергопотребляющих предприятий. Поэтому совершенствование организации ремонтной службы является важнейшим направлением совершенствования энергетического производства. Это особенно относится к АЭС.

В целом по стране по постановлению Совета Министров СССР должны быть пересмотрены и с 1 января 1988 г. введены новые нормативные сроки амортизации всех основных фондов. Это решение правительства направлено на создание экономических условий для своевременного обновления основных фондов и ускорения научно-технического прогресса.

Энергетические предприятия, в том числе АЭС, имеют право распоряжаться только частью амортизационных фондов, а именно отчислениями на капитальный ремонт. На эти средства дирекция АЭС может приобретать новое оборудование, проводить модернизацию и частичную реконструкцию. Вся сумма реновационных отчислений поступает в государственный бюджет. Для промышленных предприятий ряда отраслей определенную часть реновационных отчислений разрешено перевести в фонд развития производства, на его модернизацию и реконструкцию.

11.7. ПОРЯДОК И СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ. ПРАВИЛА И НОРМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ АЭС

Экономическая эффективность и обоснованность капитальных вложений в ядерную энергетику, как и в любую другую отрасль, во многом зависят от качества проектов. На проектные и изыскательские работы расходуется около 2% всех капиталовложений в АЭС. Это огромные затраты. Проекты современных АЭС, а также АТЭЦ и АСТ должны отражать непрерывный прогресс этой сложной, капиталоемкой и наукоемкой отрасли теплосилоэнергетики и выполняться на высоком научно-техническом уровне. В то же время проекты станций должны отвечать всем требованиям, нормативам и правилам, установленным для проектирования, сооружения и эксплуатации АЭС, и при этом обеспечивать экономию материальных и трудовых затрат и ускорение строительства.

* Проектирование АЭС проходит следующие последовательные стадии.

1. Выбор местоположения АЭС и ее мощности, исходя из перспективных схем и государственного плана развития теплосилоэнергоснабжения страны.

2. Выдача утвержденного министерством — генеральным заказчиком — технического задания на разработку технико-экономического обоснования (ТЭО).

3. Разработка генеральным проектировщиком ТЭО с обоснованием месторасположения АЭС, ее проектной мощности, принципиальных компоновочных, тепловых, электротехнических и прочих схем и выбранных типов основного оборудования, режимов эксплуатации и схем включения в общую энергетическую систему, вопросов материального, инженерного и транспортного обеспечения, мероприятий по охране окружающей среды и решению жилищно-бытовых вопросов и т. п. ТЭО должно содержать и оценку предполагаемых затрат.

После рассмотрения и утверждения ТЭО проектного институту выдается заказ на разработку проекта АЭС, который выполняется, как правило, в две стадии (техническое и рабочее проектирование).

4. Технический проект АЭС содержит (в вариантах) все схемные и компоновочные решения по основному и вспомогательному оборудованию, генеральный план АЭС (рис. 11.5), стройгенплан, укрупненный проект организации строительства (ПОС), технико-экономические показатели и сводный сметно-финансовый расчет (ССФР) капиталовложений, включающий в себя также капиталовложения в непромышленные фонды и строительную базу.

Технический проект рассматривается Минатомэнерго СССР и проходит экспертизу и согласование в Госплане СССР, Госстрое СССР, ГКНТ СССР,

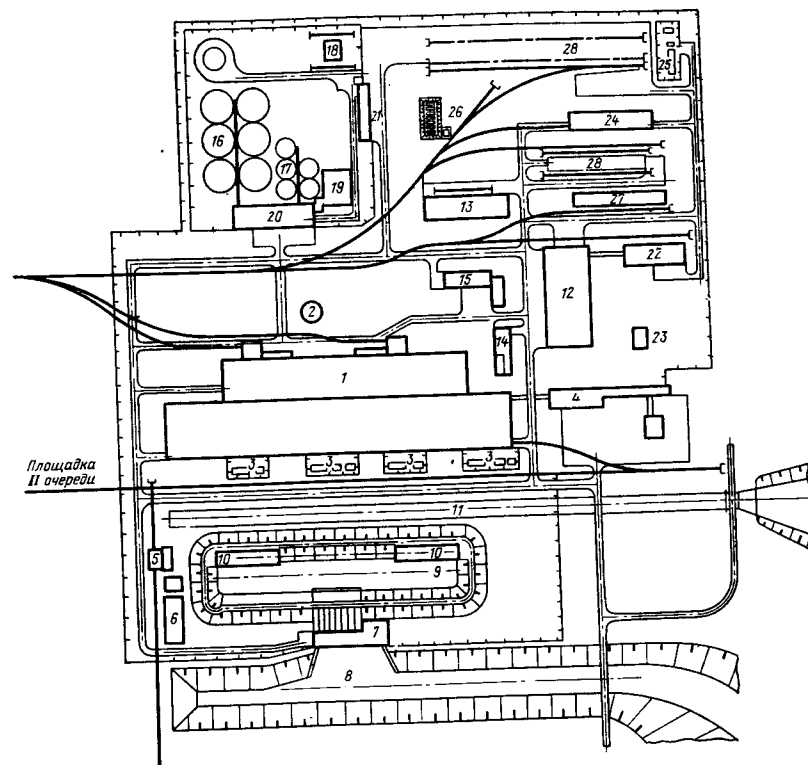


Рис. 11.5. Схема генерального плана АЭС (вариант):

1 — главный корпус; 2 — вентиляционная труба; 3 — открытая установка трансформаторов; 4 — административно-бытовой корпус и столовая; 5 — башня реверсивных трансформаторов; 6 — маслохранилище; 7 — насосная станция технического водоснабжения; 8 — подводящий канал; 9 — напорный бассейн; 10 — водозаборные сооружения; 11 — сбросный канал; 12 — объединенный вспомогательный корпус; 13 — дизель-генераторная станция; 14 — компрессорная; 15 — азотно-кислородная станция; 16 — хранилище жидких отходов; 17 — емкости сбросных вод; 18 — склад корпусов переработки сбросных вод; 19 — гараж и мойка транспортных средств; 20 — склад свежего топлива; 21 — ресиверы водорода; 22 — склад азотной генераторной станции; 23 — склад дизельного топлива; 24 — склад графита; 25 — открытые площадки с козловыми кранами

Госатоме СССР, Госатомэнергонадзору СССР, в Госкомитете СССР по ценам и в других специализированных ведомствах. Со сводным экспертным заключением технический проект направляется на утверждение и Совет Министров СССР.

После утверждения разрешается перейти ко второй стадии проектирования — к рабочему проекту и включить строительство в план. Утвержденная стоимость капитальных вложений является финансовым лимитом на весь период строительства.

5. После утверждения проекта строительства утверждаются титульные списки, на основании которых заключаются договора с подрядчиком, с поставщиками оборудования и осуществляется ежегодное финансирование. Титульные списки содержат объемы работ по сооружаемым объектам, их сроки и смет-

ную стоимость основных видов затрат. Титульные списки обязательно согласовываются с генеральным подрядчиком и ежегодно утверждаются министерством-заказчиком. Титульные списки — это обобщенный рабочий план строительства, содержащий объемы, затраты и сроки начала и окончания строительно-монтажных работ по каждому объекту строительства АЭС.

5 Рабочий проект включает в себя разработку генерального плана АЭС и всей рабочей технической документации. Составляются спецификации на оборудование и материалы, монтажные и пообъектовые схемы и проекты производства работ. Если предполагается строительство по типовому или унифицированному проекту, то проектирование разрешается вести в одну стадию. В целях сокращения сроков строительства в ряде случаев до окончания согласования и утверждения технического проекта разрешается начать на площадке будущей АЭС и вне ее подготовительные строительные работы.

Правила и нормы. В настоящее время в СССР и за рубежом накоплен значительный опыт проектирования, строительства и эксплуатации АЭС. На основе этого опыта разработаны и введены в практику важнейшие основополагающие нормативные материалы, среди них следующие:

временные нормы проектирования атомных энергетических установок для сейсмических регионов;

общие положения обеспечения безопасности атомных электростанций при проектировании, строительстве и эксплуатации;

санитарные правила проектирования АЭС;

правила ядерной безопасности АЭС;

правила радиационной безопасности при эксплуатации АЭС и др.

Государственный контроль в ядерной энергетике СССР. Контроль качества изготовления основного технологического оборудования и его приемка перед отгрузкой на АЭС осуществляются на заводах-поставщиках отделом технического контроля заводов. Окончательная приемка перед отгрузкой проводится специальной контрольно-приемочной инспекцией (КПИ), подчиненной Государственному комитету СССР по безопасному ведению работ в атомной энергетике (Госатомэнергонадзор СССР). Госатомэнергонадзор СССР, созданный в 1984 г., осуществляет свои функции на всех стадиях разработки и сооружения атомных станций АЭС, АТЭС или АСТ, а также в период подготовки к вводу в эксплуатацию (физический пуск и другие пусконаладочные работы) и в процессе самой эксплуатации ЯППУ.

Государственный контроль за обеспечением радиационной безопасности и санитарных правил эксплуатации осуществляют специальные органы Министерства здравоохранения СССР. Без согласования с Госатомэнергонадзором СССР и Санитарной инспекцией Минздрава СССР технический проект АЭС не утверждается.

Некоторые особенности проектирования и сооружения АЭС. При выборе места строительства АЭС учитывается возможность создания *санитарно-защитной зоны*, определяемой кругом, центром которого является вентиляционная труба.

Особенно трудной задачей при выборе местоположения АЭС является надежное обеспечение *технического водоснабжения*.

К особенностям проектирования АЭС следует отнести также жесткие требования по сейсмостойкости ко всем сооружениям и оборудованию АЭС.

При разработке наиболее рационального и оптимального проекта АЭС должны быть учтены следующие основные требования: функциональная целесообразность каждого элемента сооружения; надежность, прочность, долговечность; экономичность (но не в ущерб требованиям безопасности и долговечности) и принятых проектных решений; эстетичность архитектурных форм.

Один из важнейших технико-экономических показателей проекта АЭС — удельная кубатура главного корпуса, т. е. кубатура, приходящаяся на 1 кВт установленной мощности, м³/кВт.

Объемно-планировочные, компоновочные и конструкционные решения проекта АЭС должны полностью учитывать санитарные требования к компоновке сооружений в соответствии с нормами по обеспечению радиационной безопасности (НРБ-79).

С учетом НРБ-79 вся территория АЭС, помещения и сооружения должны быть разделены на три зоны: *контролируемую (зону строгого режима)*, *санитарно-защитную* и *зону свободного режима*.

Большие капитальные затраты на АЭС вызывает создание систем локализации аварии реакторного отделения при разуплотнении первого (радиоактивного) контура, особенно в случае разрыва трубопровода максимального диаметра. Значительны затраты и на противопожарные мероприятия.

В организациях, осуществляющих капитальное строительство и ввод в эксплуатацию новых предприятий, значительную роль призвана выполнять Дирекция строящегося предприятия (ДСП). Задачей ДСП является обеспечение совместно с подрядной организацией строительства и ввода в действие в установленные сроки производственных мощностей и объектов*.

11.8. СВОДНЫЙ СМЕТНО-ФИНАНСОВЫЙ РАСЧЕТ ЗАТРАТ НА СООРУЖЕНИЕ АЭС

На каждый сооружаемый на АЭС объект или вид работ на основе технической документации на строительно-монтажные работы и спецификации на оборудование составляются *сметы*. Сметы служат исходным документом для планирования капитального строительства. По утвержденным сметам в пределах установленных в них сумм осуществляется финансирование строительства Госбанком СССР или Стройбанком СССР.

На основе смет строятся договорные отношения между заказчиками АЭС и подрядчиком. Поэтому полагается сметы до их

* Положение о ДСП утверждено Госстроем СССР 12.08.71.

утверждения и начала строительства согласовывать с подрядными организациями.

В сметах определяются все необходимые денежные, трудовые и материальные затраты. Исходными материалами для составления смет являются проектные данные с объемами строительно-монтажных работ и составом оборудования, прейскуранты цен, утвержденные нормы и расценки, тарифы на транспортирование грузов, нормы накладных расходов и другие нормативные документы.

Все сметы на отдельные виды и объекты производственного назначения объединяются в единый документ — «Сводный сметно-финансовый расчет (ССФР) на строительство АЭС».

Типовая структура построения ССФР и примерное распределение капитальных затрат по отдельным главам ССФР для АЭС с реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000 и РБМК-1000 приведены в табл. 11.7. Постановлением правительства для строящихся АЭС разрешено включать в ССФР без смет расходы по разделу «Непредвиденные расходы» в размере до 10% суммарных затрат. Такой значительный аванс разрешен в связи с неопределенностью затрат, которые могут возникнуть непредвиденно за столь длительный срок, пока будет сооружаться АЭС.

В ходе строительства АЭС ССФР подвергается некоторой корректировке по отдельным статьям расходов в пределах общей суммы. Ориентировочно, зная удельные капиталовложения на строительство АЭС определенной мощности, можно, руководствуясь табл. 11.7, предварительно оценить и предполагаемые затраты по каждой главе ССФР.

В части II ССФР содержится гл. 12, в которой отражаются затраты на проектно-изыскательские работы и разработку технической документации. Эти затраты значительны и составляют около 2% всей суммы капиталовложений. При унификации проектов и стандартизации оборудования существенное снижение капиталовложений дает серийность строительства АЭС. При высоком качестве разработки проектной документации серийное сооружение блоков АЭС обеспечивает большой экономический эффект также и за счет применения индустриальной технологии строительства и монтажа.

11.9. ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА АЭС. СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ. ГЛАВНЫЙ КОРПУС АЭС

В укрупненной структуре капиталовложений в промышленную площадку АЭС обычно представляются три главные группы затрат: 1) на строительные работы; 2) на монтажные работы; 3) на приобретение оборудования.

Небольшая доля капиталовложений относится к так называемым прочим затратам.

Часто строительные и монтажные затраты объединяются в строительно-монтажные, поскольку их выполняет один генераль-

Таблица 11.7 Примерное распределение капитальных затрат по главам ССФР для АЭС с реакторами ВВЭР и РБМК, %

Раздел СССР	АЭС с двумя ВВЭР-440	АЭС с двумя ВВЭР-1000	АЭС с двумя РБМК-1000	Основное содержание затрат
Часть I				
Глава 1	0,3—0,6	0,3—0,6	0,3—0,6	Подготовка территории Объекты основного про- изводственного : назна- чения (главного корпуса и др.) Объекты подсобного наз- начения Объекты вспомога-тельно- го энергохозяйства Объекты транспорта и свя- зи Внешние сети Благоустройство Временные здания и соо- ружения Прочие работы и затраты
Глава 2	64—66	67—70	71—76	
Глава 3	3—3,4	2,0—2,2	2,0—3,5	
Глава 4	4,5—5,6	4,7—6,2	3,5—5,0	
Глава 5	1,8—2,0	2,0—2,2	0,8—1,3	
Глава 6	1,4—1,6	1,3—2,0	1,1—1,6	
Глава 7	0,3—0,7	0,4—0,6	0,4—0,6	
Глава 8	4—5	2,7—4,0	2,7—4,0	
Глава 9	3,7—5	3,5—4,0	3,5—4,0	
Среднее по ча- сти I	87,0	87,6	87,6	
Часть II				
Глава 10	0,25—0,3	0,25—0,28	0,25—0,28	Содержание дирекции строящейся АЭС Подготовка эксплуата- ционного персонала Проектные и изыскатель- ские работы
Глава 11	0,2—0,25	0,15—0,22	0,15—0,22	
Глава 12	2,2—2,8	1,7—2,2	1,7—2,2	
Среднее по ча- сти II	3,0	2,4	2,4	
Непредвиден- ные расходы	10	10	10	
Всего	100	100	100	

ный подрядчик с его контрагентами. Из общей стоимости АЭС на строительно-монтажные работы затрачивается до 40—45% (табл. 11.8). Применительно, например, к четырехблочной АЭС с реакторами ВВЭР-1000 это составит 550—600 млн. руб., а вместе с сооружением жилого поселка с его развитым социально-культурно-бытовым сектором и природоохранными объектами — 700—800 млн. руб. Столь колоссальные затраты на выполнение строительно-монтажных работ в основном реализуются здесь же на самой площадке АЭС или рядом с ней.

При сооружении современной АЭС потребляется огромное количество строительных материалов: бетона, камня, песка, цемента, дерева, полуфабрикатов и стального проката, широкий ассортимент труб, арматуры, кабеля,

Таблица 11.8. Структура капитальных затрат, %, на сооружение АЭС с водоохлаждаемыми ядерными реакторами электрической мощностью 1000 МВт

Сооружаемый объект	Строительно-монтажные работы	Оборудование	Прочие затраты
АЭС с реакторами ВВЭР-1000 *	40—43	49	8—10
В том числе главный корпус	31—33	67—68	1—2
АЭС с реакторами РБМК-1000 **	41—44	49—52	6—8
В том числе главный корпус	31—34	60—64	5—6

* По усредненным фактическим затратам двух первых блоков Южно-Украинской АЭС.
 ** По отчетным данным второй очереди Курской АЭС.

разнообразного тепломеханического и электротехнического оборудования. Строительные и монтажные работы должны быть обеспечены грузоподъемными и транспортными средствами, приспособлениями и устройствами, средствами механизации работ, средствами связи и т. п. К этому надо добавить продолжительность строительства, поскольку многоблочная АЭС от начала подготовительных работ на промплощадке и вне ее и до ввода в эксплуатацию последнего блока будет сооружаться в течение 8—12 лет. Многие годы здесь будут жить и трудиться несколько тысяч людей различных специальностей, профессий, биографий и судеб. Каждая строящаяся в СССР мощная АЭС — это крупнейшая государственная индустриальная стройка. Ее экономические показатели определяют не только принятые проектные решения и примененное оборудование, но и оптимальная организация и качество всех строительно-монтажных работ, обеспечивающая экономию материальных и трудовых ресурсов, сокращение сроков строительства и ввода в эксплуатацию. Снижение затрат на строительство по каждой АЭС всего на 1% обеспечивает экономию 7—10 млн. руб.

Главный корпус АЭС. Из общей суммы капиталовложений в АЭС принято выделять затраты, относящиеся к сооружению главного корпуса станции, которые составляют около 60% всех затрат.

Главным корпусом АЭС обычно принято считать главное здание станции или нескольких соединенных зданий, в помещениях которых размещены ядерная паропроизводящая установка (ЯПГУ) (реактор, парогенераторы, первый контур циркуляции и т. п.) и оборудование паротурбинной электрогенерирующей установки (ПТЭГУ). Здесь энергия водяного пара, полученного от ЯПГУ, в главных паровых турбинах превращается в кинетическую энергию вращения ротора турбины и соединенного с ней электрогенератора, в котором генерируется переменный электрический ток.

В общих капитальных вложениях на долю реакторного цеха приходится до 47% всех затрат на АЭС, на долю турбинного — до 40%. Затраты на все остальные функциональные подразделения АЭС составляют около 13%, в том числе на электроцех 1,2—1,3%, химцех 4,8—5%, ремонтный цех 0,5—0,6%, вспомогательные службы 1,4—1,5%, гидроцех (водоснабжение) 1—1,2%, административно-хозяйственные службы 0,2—0,4 %.

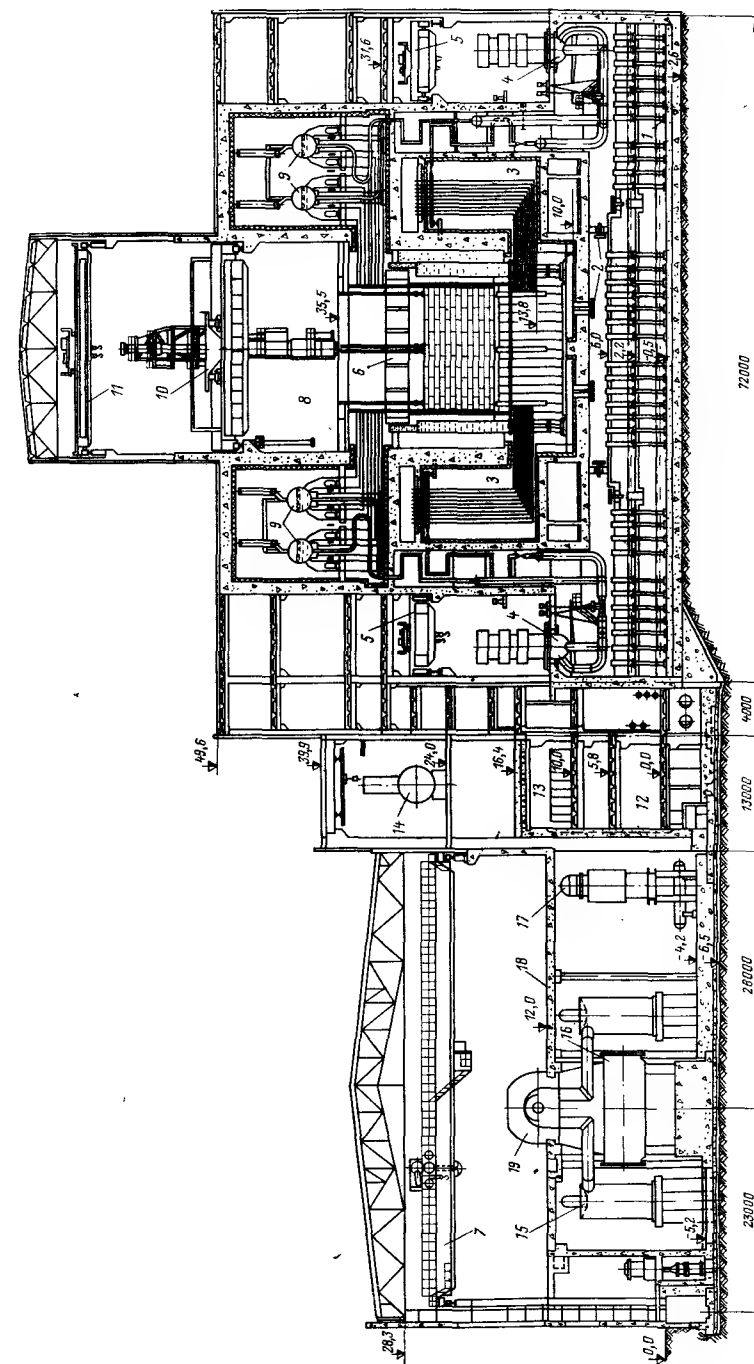
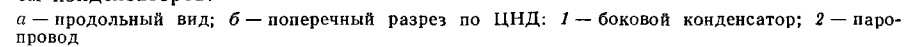


Рис. 11.6. Поперечный разрез главного корпуса Смоленской АЭС.

1 — бассейн-барботер; 2 — клапаны аварийной защиты; 3 — трубопроводы к каналам реактора; 4 — главный циркуляционный насос (ГЦН); 5 — мостовой кран грузоподъемностью 50/10 т; 6 — реактор РБМК-1000; 7 — мостовой кран грузоподъемностью 120/20 т; 8 — реакторный зал; 9 — мостовой кран грузоподъемностью 50/10 т; 10 — мостовой кран грузоподъемностью 120/20 т; 11 — мостовой кран грузоподъемностью 120/20 т; 12 — помещение распределительного устройства собственных нужд (РУ СН); 13 — блочный щит управления (БЩУ); 14 — деаэрактор; 15 — сепаратор-пароперегреватель; 16 — конденсатор; 17 — паровая турбина К-565/3000; 18 — пол турбинного зала; 19 — паровая турбина К-565/3000; 20 — паровая турбина К-565/3000; 21 — паровая турбина К-565/3000; 22 — паровая турбина К-565/3000; 23 — паровая турбина К-565/3000; 24 — паровая турбина К-565/3000; 25 — паровая турбина К-565/3000; 26 — паровая турбина К-565/3000; 27 — паровая турбина К-565/3000; 28 — паровая турбина К-565/3000; 29 — паровая турбина К-565/3000; 30 — паровая турбина К-565/3000; 31 — паровая турбина К-565/3000; 32 — паровая турбина К-565/3000; 33 — паровая турбина К-565/3000; 34 — паровая турбина К-565/3000; 35 — паровая турбина К-565/3000; 36 — паровая турбина К-565/3000; 37 — паровая турбина К-565/3000; 38 — паровая турбина К-565/3000; 39 — паровая турбина К-565/3000; 40 — паровая турбина К-565/3000; 41 — паровая турбина К-565/3000; 42 — паровая турбина К-565/3000; 43 — паровая турбина К-565/3000; 44 — паровая турбина К-565/3000; 45 — паровая турбина К-565/3000; 46 — паровая турбина К-565/3000; 47 — паровая турбина К-565/3000; 48 — паровая турбина К-565/3000; 49 — паровая турбина К-565/3000; 50 — паровая турбина К-565/3000; 51 — паровая турбина К-565/3000; 52 — паровая турбина К-565/3000; 53 — паровая турбина К-565/3000; 54 — паровая турбина К-565/3000; 55 — паровая турбина К-565/3000; 56 — паровая турбина К-565/3000; 57 — паровая турбина К-565/3000; 58 — паровая турбина К-565/3000; 59 — паровая турбина К-565/3000; 60 — паровая турбина К-565/3000; 61 — паровая турбина К-565/3000; 62 — паровая турбина К-565/3000; 63 — паровая турбина К-565/3000; 64 — паровая турбина К-565/3000; 65 — паровая турбина К-565/3000; 66 — паровая турбина К-565/3000; 67 — паровая турбина К-565/3000; 68 — паровая турбина К-565/3000; 69 — паровая турбина К-565/3000; 70 — паровая турбина К-565/3000; 71 — паровая турбина К-565/3000; 72 — паровая турбина К-565/3000; 73 — паровая турбина К-565/3000; 74 — паровая турбина К-565/3000; 75 — паровая турбина К-565/3000; 76 — паровая турбина К-565/3000; 77 — паровая турбина К-565/3000; 78 — паровая турбина К-565/3000; 79 — паровая турбина К-565/3000; 80 — паровая турбина К-565/3000; 81 — паровая турбина К-565/3000; 82 — паровая турбина К-565/3000; 83 — паровая турбина К-565/3000; 84 — паровая турбина К-565/3000; 85 — паровая турбина К-565/3000; 86 — паровая турбина К-565/3000; 87 — паровая турбина К-565/3000; 88 — паровая турбина К-565/3000; 89 — паровая турбина К-565/3000; 90 — паровая турбина К-565/3000; 91 — паровая турбина К-565/3000; 92 — паровая турбина К-565/3000; 93 — паровая турбина К-565/3000; 94 — паровая турбина К-565/3000; 95 — паровая турбина К-565/3000; 96 — паровая турбина К-565/3000; 97 — паровая турбина К-565/3000; 98 — паровая турбина К-565/3000; 99 — паровая турбина К-565/3000; 100 — паровая турбина К-565/3000.



1 — главный корпус; 2 — объединенно-вспомогательный корпус с химводочисткой; 3 — склад химреагентов; 4 — административно-бытовой корпус; 5 — дизель-генераторная станция; 6 — хранилище жидких и твердых отходов; 7 — азотно-кислородная станция; 8 — резервная котельная; 9 — склад свежего топлива



На рис. 11.8 представлен монтажный чертеж турбины К-1000-60/1500 на 1500 об/мин с боковым (а не подвальным) расположением конденсаторов. Такие турбины устанавливаются на АЭС с ВВЭР-1000.

На рис. 11.9 показана объемная компоновка реакторного отделения энергоблока АЭС с реактором ВВЭР-1000 в герметичном цилиндрическом железобетонном здании главного корпуса.

При компоновках главных корпусов АЭС наиболее сложные и жесткие требования предъявляются к зданию, где размещается ЯППУ. Здесь наиболее полно проявляется забота об обеспечении ядерной и радиационной безопасности для обслуживающего и

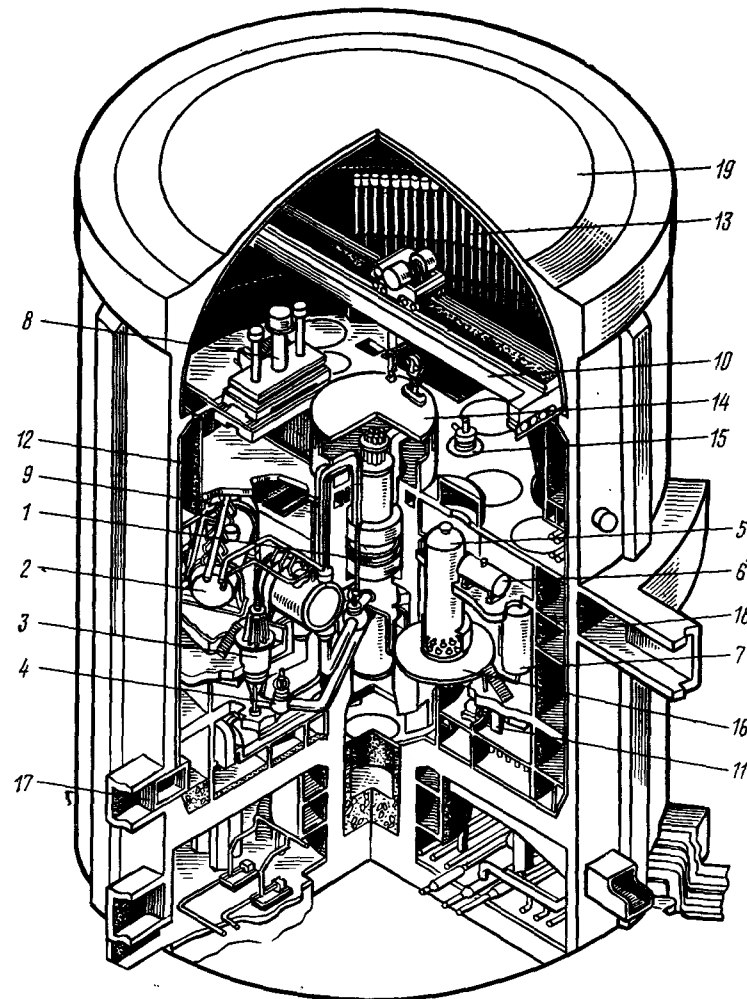


Рис. 11.9. Реакторное отделение энергоблока АЭС с ВВЭР-1000:

1 — реактор ВВЭР-1000; 2 — парогенератор ПГВ-1000; 3 — главный циркуляционный насос; 4 — главная запорная задвижка; 5 — компенсатор объема; 6 — барботажный бак; 7 — емкость аварийного запаса расгвора бора; 8 — перегрузочная машина; 9 — главные паропроводы; 10 — круговой мостовой электрический кран; 11 — центробежный вентилятор; 12 — вентиляционный короб; 13 — запасные штанги СУЗ; 14 — крышка над бетонной шахтой реактора; 15 — люк над главной запорной задвижкой; 16 — площадка обслуживания; 17 — основной шлюз; 18 — помещение электриков; 19 — железобетонная защитная оболочка

ремонтного персонала АЭС, а также — на случай аварий на ЯППУ — для окружающей среды и населения, проживающего за пределами санитарной защитной зоны АЭС. Предусматриваются мероприятия по безопасности как на период нормальной эксплуатации, так и в случае возможных аварийных ситуаций.

Одним из основных является требование, чтобы все оборудование, трубопроводы и системы, контактирующие с радиоактив-

ными средами, размещались в герметичных помещениях, отсеках и боксах, снабженных необходимой защитой и спецвентиляцией. ЯППУ с реакторами ВВЭР-1000 размещается вместе с системой аварийного охлаждения (САОЗ) внутри уникального герметичного цилиндрического здания диаметром 45 м и высотой 67 м, выполненного из напряженного железобетона. Внутри этого высокопрочного железобетонного цилиндра создана герметичная стальная облицовка, способная удерживать давление водяных паров и газов не менее 0,5 МПа, а также предотвратить аварийный выход в атмосферу радиоактивных газов и обеспечить их безопасное удаление.

Компоновка оборудования в цилиндрическом здании должна создать возможности и удобства для осмотров, ремонтов и замены оборудования ЯППУ.

Здание машинного зала и компоновка в нем ПТЭГУ для двухконтурных АЭС с реакторами ВВЭР мало чем отличаются от машинных залов обычных ТЭС с мощными турбинами. Для одноконтурных АЭС с реакторами РБМК в машинном зале предусматриваются специальные меры по радиационной безопасности, устанавливается биологическая защита у турбин, конденсаторов и в других местах.

Таблица 11.9. Строительные объемы главных корпусов, расход основных строительных материалов на главные корпуса, трудоемкость строительно-монтажных работ (по проектным данным) для 4-блочных АЭС

Наименование	АЭС с РБМК-1000		АЭС с ВВЭР-1000	
	Ленинградская	Курская	Запорожская	Балаковская
Строительный объем главных корпусов четырех блоков, тыс. м ³	~4600	~3900	2500	2500
Удельный объем, м ³ /кВт	1,1—1,2	0,98—1,05	0,625	0,625
Расход основных строительных материалов:				
бетон и железобетон:				
тыс. м ³	~900	~830	~580	~594
кг/кВт	0,21—0,24	0,21	0,14	0,15
В том числе:				
монолитный, тыс. м ³	~770	~640	~470	~494
сборный, тыс. м ³	130	190	110	100
Металл (арматура, закладные части, металлоконструкции и облицовки):				
тыс. т	180	173	28,8	28,8
кг/кВт	44—47	42—44	7,2	7,2
Проектная трудоемкость строительно-монтажных работ на промплощадке:				
10 ⁶ чел.-дней	13	~16	~11,6	~11,6
чел.-дней/кВт	3,25	4,0	2,9	2,9

Здание турбинного зала с его пристройкой — «деаэрационной этажеркой» обычно располагается вплотную к зданию реактора, образуя единый энергетический блок.

Обеспеченный всем необходимым вспомогательным оборудованием, системами управления контроля и защиты энергоблок может находиться в эксплуатации, имея полную автономность независимо от состояния других блоков АЭС. Таким образом, в настоящее время определилась и закрепились в практике блочная схема сооружения многоблочных АЭС. Эта схема допускает возможность иметь некоторые поперечные связи между блоками, например, по пару, водоснабжению и др.

Строительство мощных АЭС из унифицированных автономных блоков позволяет наиболее успешно применять поточные методы сооружения.

В табл. 11.9 приведены проектные данные о строительных объемах главных корпусов современных строящихся в СССР АЭС единичной мощностью 1000 МВт и о затратах основных материалов для их сооружения: железобетона, арматуры и металлоконструкций, а также о трудоемкости строительно-монтажных работ для 4-блочных АЭС с реакторами РБМК-1000 и ВВЭР-1000.

Необходимо отметить большие затраты на приобретение тепломеханического, электротехнического и приборного оборудования широкой номенклатуры, они составляют 40—45% суммарных затрат на все оборудование АЭС. Кроме того, значительная часть оборудования АЭС поставляется промышленностью по специальным техническим условиям с высокими требованиями к качеству исполнения, с применением дорогостоящих материалов. Все это существенно удорожает оборудование, поставляемое на АЭС, по сравнению с оборудованием, поставляемым на ТЭС, работающих на органическом топливе (в некоторых случаях в несколько раз).

11.10. ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА АЭС. НОРМАТИВЫ. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ СОКРАЩЕНИЯ СРОКОВ И ЗАТРАТ

В СССР освоены прогрессивные методы сооружения крупнейших многоблочных АЭС общей мощностью по 4—6 МВт, установлены нормативные сроки (табл. 11.10) строительства АЭС, а также соответствующий порядок распределения финансирования и стоимости строительно-монтажных работ по календарным годам строительства (табл. 11.11). Всемерное ускорение сроков строительства и быстрый ввод готовых блоков в эксплуатацию на проектной мощности дают большой экономический эффект.

Разработаны проекты сооружения унифицированных блоков для АЭС с реакторами ВВЭР-440, ВВЭР-1000 с однотипным унифицированным или стандартизованным оборудованием. Они позволяют широко применять поточно-индустриальные методы сооружения АЭС поблочно, т. е. блок за блоком, а не по очередям. Впервые в СССР поточная технология была применена при строительстве Запорожской АЭС, затем Балаковской и др. На

Таблица 11.10. Нормативная продолжительность строительства АЭС с двумя блоками общей мощностью 2000 МВт (эл.) каждый (без учета внеплощадочного подготовительного периода *)

АЭС	Продолжительность, мес			
	Общая	Подготовительный период	Передача оборудования в монтаж	Продолжительность монтажа и пусконаладочных работ
АЭС с двумя канальными реакторами РБМК-1000 и четырьмя турбинами по 500 МВт	75** 60	8	19—65	54** 20—73
АЭС с двумя реакторами ВВЭР-1000 и двумя турбинами по 1000 МВт	72** 60	8	18—63	52** 19—70

* Внеплощадочные работы продолжаются 12—15 мес.

** В числителе — продолжительность до ввода двух блоков в эксплуатацию, в знаменателе — время (мес) до пуска первого блока.

Таблица 11.11. Распределение капиталовложений и стоимости строительно-монтажных работ по календарным годам строительства двух блоков АЭС, % общей сметной стоимости

АЭС	Нормативное время строительства, год							
	1	2	3	4	5	6	7	Всего
АЭС с двумя канальными реакторами РБМК-1000 и четырьмя турбинами мощностью по 500 МВт	3* 7	10 14	20 18	23 20	23 20	18 16	3 5	100
АЭС с двумя реакторами ВВЭР-1000 и двумя турбинами мощностью по 1000 МВт	2 4	8 14	16 22	26 24	32 24	16 12	—	100 100

* Здесь и везде в таблице числитель — процент общих капиталовложений, знаменатель — выделение финансов на строительно-монтажные работы, в процентах их сметной стоимости.

рис. 11.10 показана модульная компоновка моноблоков АЭС с реакторами ВВЭР-1000.

На рис. 11.11 дан общий вид четырехблочной АЭС, построенной по модульному принципу. На рис. 11.12 представлена последовательность сооружения поточным методом главного здания, где размещается ЯППУ, с его герметичным цилиндрическим корпусом из напряженного железобетона, в котором монтируются ядерный реактор и обслуживающие его системы.

Накопленный опыт строительства выявил следующие основные факторы, имеющие особо важное значение в экономии затрат, сокращении сроков строительства и ввода в действие АЭС:

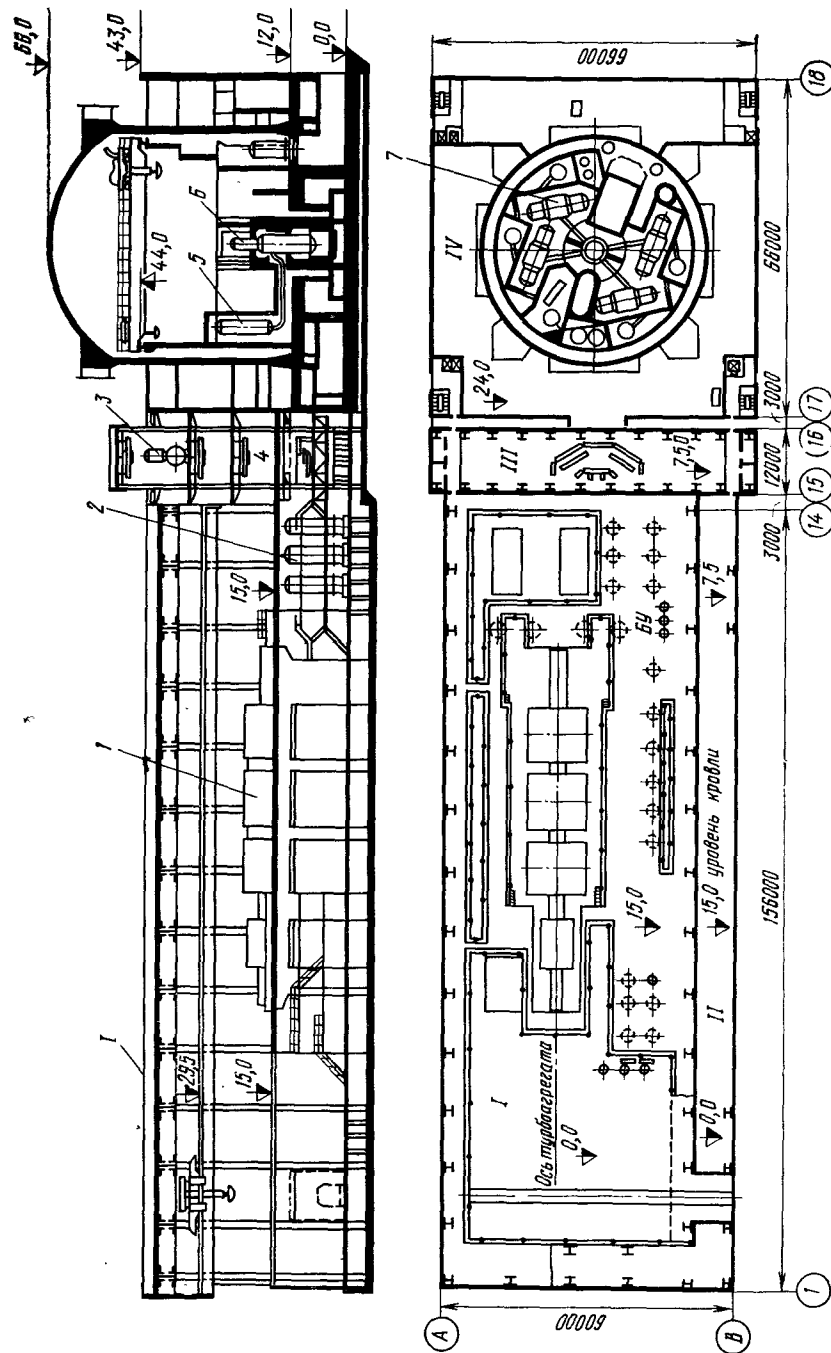


Рис. 11.10. Модульная компоновка энергоблока с реактором ВВЭР-1000:

I — машинное отделение; II — этажерка электроустройств; III — деаэрационная этажерка; IV — реакторное отделение; 1 — турбоагрегат; 2 — подогреватели высокого давления; 3 — деаэратор; 4 — блочный щит управления; 5 — емкость системы аварийного охлаждения зоны (САОЗ); 6 — реактор; 7 — парогенераторы

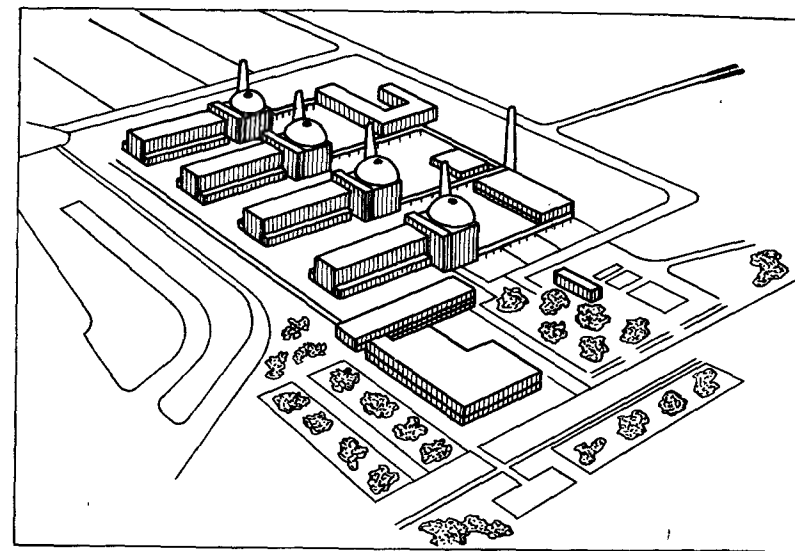


Рис. 11.11. Общий вид 4-блочной АЭС с ВВЭР-1000, построенной по модульному принципу

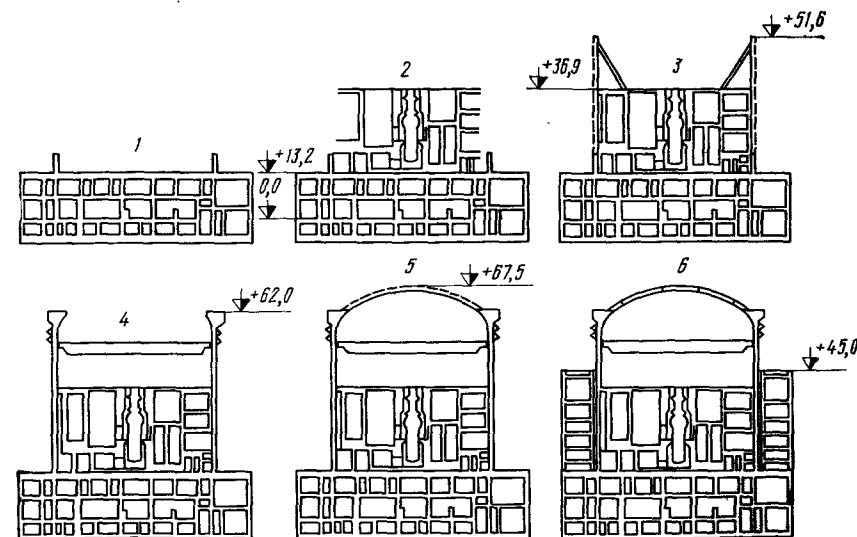


Рис. 11.12. Стадии сооружения 1—6 здания реакторного отделения с ВВЭР-1000

1) унифицированные проекты всех главных зданий и помещений АЭС с модульной компоновкой энергоблоков (рис. 11.13), однотипность технологического и прочего оборудования. Стандартизация оборудования, приборов, схем и систем;

2) развитая база строительной индустрии;

3) комплексная механизация строительно-монтажных работ;

4) крупноблочный и агрегатно-узловой монтаж строительных конструкций и оборудования;

5) наличие тщательно разработанного проекта организации строительства (ПОС) и проектов технологии производства особо трудоемких и ответственных работ (ППР);

6) механизация строительно-монтажных работ;

7) переход на поточную систему сооружения блоков. Специализации подрядных работ. Организация поточной технологии в региональном масштабе;

8) система тщательной приемки и контроля оборудования на предприятиях-изготовителях, приемка из монтажа;

9) обеспечение поставок на стройплощадку материалов, конструкций и оборудования строго по сетевому графику ПОС и соответствующее распределение рабочей силы. Четкая работа транспорта;

10) организация работ, лежащих на критическом пути (по сетевому графику) в 2—3 смены;

11) применение прогрессивной оплаты труда, бригадного подряда. Развитие социалистического соревнования. Система непрерывного повышения квалификации и обмена передовым опытом.

Успешный опыт сооружения Запорожской, Балаковской и других АЭС по применению поточного строительства на основе унифицированных проектов с модульной компоновкой блоков позволил (по оценке) снизить затраты и сократить сроки работ на ~30% против обычного способа организации и проведения строительно-монтажных работ.

11.11. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬНО-МОНТАЖНЫХ РАБОТ НА АЭС. РОЛЬ ПРОЕКТОВ ОРГАНИЗАЦИИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ

В состав проекта АЭС как специальный раздел входит «Проект организации строительства (ПОС)».

Минэнерго СССР разработана, согласована с Госстроем СССР и утверждена специальная инструкция по разработке ПОС (ВСН-33-82). В ней указывается, что ПОС — это основной организующий документ на весь период строительства. Решения, принятые в ПОС, обязательны для планирующих и комплектующих строительно-монтажных организаций Минэнерго СССР. Они призваны оказывать большое влияние на эффективность всех работ и их конечные результаты. Таким образом, ПОС — основной руководящий документ, где определены объекты и сроки их строительства с учетом местных условий и специфики.

ПОС содержит следующие основные разделы:

строительный генеральный план с расположением временных зданий и сооружений, инженерных сетей, складов, дорог и т. п.;

состав и схемы организации работ, выполняемых как внутри, так и вне площадки;

календарный план и сетевые графики строительно-монтажных работ;

обеспечение транспортными средствами;

расчетные схемы доставки на стройку железобетона, металлоконструкций и деталей, местных стройматериалов, их временного складирования, проект собственных карьеров и отвалов песка, камня, грунтов;

проекты обеспечения стройки всеми видами энергии; схемы канализационных стоков и т. п.;

расчет численности строителей и монтажников, административно-хозяйственного и обслуживающего персонала;

мероприятия по обеспечению жильем и объектами соцкультбытового обслуживания строителей и монтажников;

технологии выполнения отдельных видов наиболее сложных или трудоемких работ;

мероприятия по механизации и автоматизации работ и обеспечению связи.

Применение в ПОС эффективных проектных решений, а также использование передового опыта других строек оказывают большое влияние и на сметную стоимость строительно-монтажных работ на АЭС и на экономию материалов, энергии, на снижение трудозатрат, ускорение работ и на повышение их качества.

Наряду с ПОС на каждой стройке разрабатывается единый комплексный укрупненный сетевой график (КУСГ), в котором взаимно увязываются сроки и этапы работ, сроки выдачи заказов и получение комплектующего оборудования, сроки сдачи его в монтаж и в наладку.

На основе ПОС и в тесной увязке с ним разрабатываются «Проекты производства работ (ППР)» на отдельные здания, сооружения или их части, на выполнение отдельных видов особо сложных и крупных монтажных работ, на работы подготовительного периода. Разработка ППР может включать макетирование, применение автоматизированной системы управления (АСУ).

В период строительства ПОС, сетевые графики и ППР подвергаются необходимой корректировке, изменениям и доработке с учетом хода строительно-монтажных работ.

11.12. ОРГАНИЗАЦИЯ ПУСКОНАЛАДОЧНЫХ РАБОТ НА ПУСКОВОМ БЛОКЕ АЭС

Пусконаладочные работы, их качество и сроки выполнения подводят итог и завершают сооружение каждого нового блока АЭС. Говоря о пусконаладочных работах, уместно привести высказывание классиков марксизма: «Какой бы совершенной конструкции машина ни вступала в процесс производства, при ее употреблении на практике обнаруживаются недостатки, которые приходится исправлять дополнительным трудом» (Маркс К. и Энгельс Ф. Соч. 2-е изд. Т. 24. С. 196).

Обращение с ядерным топливом связано с жесткими требованиями по обеспечению ядерной и радиационной безопасности. Это во многом обуславливает специфический характер пусконаладочных и пусковых работ на АЭС и их коренное отличие от пусконаладочных работ на обычной ТЭС.

До перехода к пусконаладочным работам должно быть выполнено основное условие — достигнута весьма высокая степень завершенности строительно-монтажных работ, особенно ЯПНУ, что подтверждается специальными актами готовности. До начала пуска реактора тщательно проверяются все защитные системы и блокировки, обеспечивающие безопасность работы и надежность охлаждения активной зоны. Все пусконаладочные работы на ЯПНУ проводятся по подробно разработанным программам.

Технологическая последовательность, объем и содержание пусконаладочных работ на АЭС различны в зависимости от типа ЯПНУ. В системе Минатомэнерго СССР для проведения пусконаладочных работ на вводимых в эксплуатацию новых блоках АЭС создано специальное производственное объединение «Атом-энергоналадка» (ПО АЭН), укомплектованное высококвалифицированными кадрами различных специальностей. ПО АЭН имеет в своей системе подчиненные предприятия и производства, разрабатывает для пусконаладочных работ всю необходимую техническую документацию, где отражаются и учитываются фактические изменения проекта АЭС и ее отдельных частей. Это весьма большая и объемная работа. Например, перечень программ пусконаладочных работ по технологическим системам АЭС с ВВЭР-1000 состоит из более чем 170 наименований.

Успешное проведение пусконаладочных работ на вновь вводимом блоке АЭС и сокращение сроков освоения проектной мощности зависит не только от четкой организации работ, но и от своевременной профессиональной подготовленности эксплуатационного и управленческого персонала.

Для подготовки и повышения квалификации эксплуатационного персонала АЭС в СССР создана система обучения и тренировок. На головных АЭС созданы региональные учебно-тренировочные центры, оснащенные тренажерами и учебно-техническими средствами. При действующих АЭС организованы учебно-тренировочные пункты.

11.13. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ.

СРОК ОКУПАЕМОСТИ, РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ. ПРИВЕДЕННЫЕ ЗАТРАТЫ.
МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Народнохозяйственная эффективность производства и капиталовложений определяется сопоставлением получаемого экономического эффекта и затрат живого и овеществленного труда. Для ее оценки используется определенная система показателей эффективности. К ним относятся: производительность общественного труда, измеряемая отношением национального дохода к численности трудящихся, занятых в материальном производстве, фондоотдача, т. е. отношение национального дохода к среднегодовой стоимости производственных фондов, прирост национального дохода по отношению к затраченным капиталовложениям, обеспечившим этот прирост.

В отдельных отраслях народного хозяйства, в том числе и в

энергетике, используются показатели *сравнительной эффективности капиталовложений*. Они применяются для выбора оптимального варианта при принятии решений по строительству нового объекта или расширению и реконструкции действующего, а также для экономических оценок при внедрении новой техники и модернизации предприятия, его основных производственных фондов.

В такой весьма капиталоемкой отрасли, как энергетика, особенно важно выбрать для строительства или реконструкции наиболее целесообразный, экономически обоснованный вариант. При этом всегда возникает вопрос, какой вариант предпочтителен — тот, который требует больших капиталовложений, но обеспечивает меньшие эксплуатационные затраты на единицу продукции, или тот, который сопряжен с меньшими капитальными расходами, но имеет большие эксплуатационные затраты?

Метод приведенных (расчетных) затрат. Для единого подхода при экономических сравнениях различных вариантов необходимо было установить единые критерии. С этой целью в СССР с 1969 г. была введена единая, обязательная для всех отраслей народного хозяйства «Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений», утвержденная Госпланом СССР, Госстроем СССР и Президиумом Академии наук СССР. В 1980 г. издан новый откорректированный текст Типовой методики. В развитие ее в 1983 г. Госпланом СССР и Госстроем СССР утверждены временные «Методические положения по определению общей (абсолютной) экономической эффективности капитальных вложений на 1986—1990 гг. и на период до 2000 г.». В них в качестве обобщающего показателя сравнительной эффективности принят *минимум приведенных (расчетных) затрат* за 1 год эксплуатации производственного объекта.

Приведенные затраты Z_i вычисляются по следующей формуле:

$$Z_i = E_n K_i + I_i \rightarrow \min, \quad (11.10)$$

где K_i и I_i — капиталовложения и годовые издержки производства (эксплуатационные расходы) по каждому из сравниваемых вариантов проектных решений; i — номер варианта; E_n — нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, применяемый для приведения капитальных затрат к одной размерности при суммировании с эксплуатационными расходами: $[E_n] = 1/\text{год}$.

Для ядерной энергетики величина E_n принята * равной 0,1. Обратная величина коэффициента E_n называется *нормативным сроком окупаемости капитальных затрат* T_n , т. е.

$$T_n = 1/E_n. \quad (11.11)$$

При $E_n = 0,1$ $T_n = 10$ лет.

* Постановлением ГКНТ СССР, Госстроя СССР, Президиума Академии наук и Госкомизобретений от 20 января 1984 г. № 12/18/6/10/2 утвержден для применения в ядерной энергетике в расчетах экономической эффективности капитальных вложений и новой техники единый нормативный коэффициент эффективности $E_n = 0,1$ и единый нормативный коэффициент для приведения разновременных затрат $p_n = 0,1$.

Формулу для расчета приведенных затрат за период времени, равный нормативному сроку окупаемости T_n , когда существенно могут различаться годовые издержки на эксплуатацию АЭС (например, при различных $\bar{\varphi}$, различных топливных загрузках и $\bar{B}$), можно получить из формулы (11.10) *, умножив ее правую и левую части на T_n :

$$3_T = 3_i T_n = K + \sum_{i=1}^{T_n} I_i, \quad (11.12)$$

где I_i — издержки производства в i -м году.

При технико-экономических сравнениях различных вариантов по приведенным затратам удобно пользоваться *удельными приведенными затратами* 3_i , отнесенными к единице выпускаемой продукции, для электростанций — к отпущенной в сеть электроэнергии $W = N_{ef} \cdot 8760$ кВт·ч/год, выработанной при себестоимости затрат C , коп/(кВт·ч)/год, т. е. $I = W \cdot C$. Тогда удельные приведенные затраты 3_i на выработку 1 кВт·ч можно определить по формуле

$$3_i = \frac{3_i}{W} = \frac{E_n K}{\bar{\varphi} \cdot 8760 \cdot N_e} + \frac{I}{W} = K_{уд}/T_n \bar{\varphi} \cdot 8760 + C. \quad (11.13)$$

Видно, что на уменьшение удельных приведенных затрат значительно влияет годовая выработка товарной электроэнергии, т. е. КИУМ. Себестоимость тоже во многом зависит от КИУМ — она тем меньше, чем выше φ (см. гл. 12).

В расчетах по использованию новой техники, модернизации действующей и автоматизации технологических процессов коэффициент E_n принимается равным 0,15. В этом случае $T_n = 6,7$ года.

Формула приведенных затрат (11.10) представляет собой сумму годовых эксплуатационных затрат (себестоимости) и определенной доли капитальных вложений, приведенных к одинаковой размерности с помощью нормативного коэффициента эффективности или путем деления капиталовложений на нормативный коэффициент окупаемости. Таким образом, как E_n , так и T_n определяют минимально допустимую долю капитальных вложений, которая подлежит ежегодной компенсации за счет экономии в издержках производства. Действующая методика исходит из того, что тот вариант, по которому за счет снижения издержек производства до-

* Формула приведенных затрат (11.10) выводится из формулы (11.14) — фактического срока окупаемости дополнительных капиталовложений путем сложных преобразований. Если условие экономической целесообразности выбора первого варианта описывается формулой $(K_1 - K_2)/(I_2 - I_1) < T_n$, то, умножив обе части неравенства на $I_2 - I_1$, получим выражение $(K_1 - K_2) < (T_n I_2 - T_n I_1)$. После перегруппировки найдем условие экономической эффективности первого варианта из выражения $(K_1 + T_n I_1) - (K_2 + T_n I_2)$ — это есть затраты за срок T_n . Поделив на T_n , получим приведенные затраты за 1 год, т. е. формулу (11.10) $K/T_n + I = E_n K + I$.

полнительные капиталовложения могут окупиться в экономически приемлемый срок, — наилучший из двух сравниваемых. Этот расчетный или фактический срок окупаемости должен быть меньше нормативного срока окупаемости T_n .

Фактический (или расчетный) срок окупаемости дополнительных капиталовложений T_ϕ можно определить * по формуле

$$T_\phi = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} = \frac{\Delta K}{\Delta I} > T_n. \quad (11.14)$$

Здесь K_1 и K_2 — капиталовложения по первому и второму вариантам, причем $K_1 > K_2$, руб.; I_1 и I_2 — годовые издержки производства по первому и второму вариантам, причем $I_2 > I_1$, руб/год; ΔK — дополнительные капиталовложения, руб.; $\Delta I = I_2 - I_1$ — экономия на годовых издержках производства при применении первого варианта (с более высокими капиталовложениями).

Как видно из формулы (11.14), фактический (или расчетный) срок окупаемости — это тот период, в течение которого возмещаются капиталовложения по более капиталоемкому, но более совершенному варианту за счет экономии, получаемой на издержках производства, т. е. за счет более низкой себестоимости производства единицы выпускаемой продукции.

Обозначим S_1 и S_2 — себестоимость единицы продукции по 1-му и 2-му вариантам, причем $S_2 > S_1$, руб.; B — годовой выпуск продукции (по проекту).

Формулу (11.14) можно записать так:

$$T_\phi = \frac{K_1 - K_2}{(S_2 - S_1)B} \leq T_n. \quad (11.15)$$

Таким образом, экономическое содержание нормативного срока окупаемости дополнительных капиталовложений состоит в том, что он определяет *максимально допустимый* период, в течение которого еще экономически оправдано окупать эти дополнительные капиталовложения за счет экономии на издержках производства.

Срок окупаемости основных фондов. Прибыль и рентабельность. T_ϕ нельзя смешивать со сроком окупаемости всей суммы капиталовложений — $T_{ок}$, которая обеспечивается за счет годовых прибылей ** P , полученных при эксплуатации, и зависит от норматива заданной рентабельности капиталовложений в энергетике, установленного плановыми органами.

Для расчетов при проектировании энергопредприятий норматив рентабельности рекомендовано принимать примерно равным 10 % с учетом высокой фондоемкости энергетики и сравнительно низкого уровня ее фактической рентабельности:

$$T_{ок} = K/P_0. \quad (11.16)$$

* См. Чернухи А. А., Флаксерман Ю. Н. Экономика энергетики СССР. М.: Энергоатомиздат, 1985. С. 234—247.

** В период 1976—1982 гг. балансовая рентабельность фондов энергетики не превышала 7 %.

Балансовая прибыль P_6 определяется как разность между суммой, полученной от реализации продукции $\Sigma P_{\text{год}}$, и годовыми издержками ее производства $I_{\text{год}}$, т. е. себестоимостью. Если эта разность отрицательна, то производство убыточно:

$$P_6 = \Sigma P - I_{\text{год}}. \quad (11.17)$$

Общая (или балансовая) рентабельность капиталовложений P_k определяется как отношение проектной годовой балансовой прибыли к сметной стоимости строительства (или среднегодовой стоимости основных производственных фондов) предприятия и нормируемых оборотных средств (НОС):

$$P_k = P_6 / K. \quad (11.18) *$$

Из формул (11.16) и (11.18) видно, что срок окупаемости капитальных вложений (основных производственных фондов) — величина, обратная общей рентабельности:

$$T_{\text{ок}} = 1 / P_k. \quad (11.19)$$

Срок окупаемости (11.16) показывает, за сколько лет окупятся капиталовложения на энергопредприятии за счет ожидаемой (планируемой) годовой прибыли. При этом экономически оправданный максимально допустимый срок окупаемости в энергетике не должен превышать среднеотраслевого нормативного значения (10 лет), установленного для энергетике.

Ожидаемый (или фактический) годовой экономический эффект ΔZ от внедрения оптимального варианта по приведенным затратам равен:

$$\Delta Z = Z_2 - Z_1, \quad (11.20)$$

где Z_2 — приведенные затраты по отвергнутому варианту; Z_1 — по принятому варианту.

При сравнении экономических показателей и выборе вариантов наряду с расчетами приведенных затрат необходим всесторонний анализ технических и экономических достоинств и недостатков разных проектов. При сравнении проектов по приведенным затратам должны соблюдаться условия сопоставимости. К ним можно отнести условие равенства количества вырабатываемой электроэнергии, затраты на создание дополняющих и обеспечивающих мощностей** и объектов вне электростанций, одинаковый уровень надежности энергоснабжения, возможность сооружения в требуемые сроки, одинаковые цены и общие нормативы, наличие стройбазы, транспортных путей и т. п.

* В этой формуле в знаменателе опущены НОС, так как на АЭС они составляют небольшую долю величины K (кроме начального периода, когда в НОС входит первая топливная загрузка активной зоны).

** Например, для крупных ГЭС — это резервные мощности ТЭС или АЭС на случай маловодного года или (при применении тяжеловодных реакторов) мощности по производству тяжелой воды, для ТЭС — резервные хранилища газа, мазута и т. п.

Большое влияние на капитальные затраты оказывает всесторонне обоснованный выбор площадки для строительства электростанции с учетом ядерной и радиационной безопасности, сейсмичности, водообеспечения, природоохранных мероприятий, обеспечения рабочей силой, а также с учетом возможности оптимального размещения санитарно-охранной зоны с минимальными затратами на расселение проживающего на ней населения и отчуждение земель.

Учет фактора времени. Приведенные капиталовложения. Коэффициент приведения. Для ядерной энергетики характерны высокая капиталоемкость, большая сложность и долговременность строительства. Нормативные сроки сооружения и ввода в действие многоблочной мощной АЭС составляют 6—10 лет, а если считать от начала подготовительного периода — еще больше. Таким образом, на несколько лет (до пуска в эксплуатацию) как бы замораживаются нарастающие с каждым годом капиталовложения в АЭС, увеличивается стоимость незавершенного строительного производства. Но и после того как АЭС пущена, время освоения ее проектной мощности в эксплуатации может затянуться на многие месяцы, вследствие чего будет расти себестоимость производимой энергии.

В этих условиях расчетные оценки по годовым приведенным затратам по формуле (11.10) могут применяться ограниченно: при сравнении вариантов с одинаковыми сроками строительства и выхода на режим нормальной эксплуатации, а также при сравнительной оценке эффективности модернизации, внедрении новой техники (со сроками внедрения до одного года), при сопоставлении двух нормально действующих АЭС, имеющих те или иные отличия в проектах и оборудовании. Очень важное значение наряду со сроками имеет и распределение финансов по годам строительства.

При сроках строительства более 1 года и при постоянных годовых издержках на эксплуатацию в качестве капитальных вложений в формуле приведенных затрат (11.10) принимаются приведенные капиталовложения $K_{\text{пр}}$, учитывающие народнохозяйственный ущерб (потери) от долговременности строительства. Тогда формула приведенных затрат напишется так:

$$Z = E_n K_{\text{пр}} + I. \quad (11.21)$$

Проектная сумма капиталовложений за весь период строительства $t_{\text{стр}}$

$$K = \sum_{t=1}^{t_{\text{стр}}} K_t = K_1 + K_2 + \dots + K_{t_{\text{стр}}}. \quad (11.22)$$

Операция приведения разновременных затрат к определенному моменту времени называется *дисконтированием*.

Приведенные капиталовложения $K_{\text{пр}}$ определяются по формуле сложных процентов с помощью коэффициента приведения P_n .

Приведение делается к последнему году строительства:

$$K_{пр} = \sum_{t=1}^{t_{стр}} K_t (1 + P_n)^T = K_1 (1 + P_n)^{T_1} + K_2 (1 + P_n)^{T_2} + \dots + K_{t_{стр}-1} (1 + P_n) + K_{t_{стр}} \quad (11.23)$$

Здесь T — период приведения, год, т. е. количество лет, отделяющих затраты этого года от года окончания строительства; P_n — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат в незавершенном производстве (он принимается равным 0,1); $K_{t_{стр}-1}$ капиталовложения предпоследнего года строительства; $K_{t_{стр}}$ — капиталовложения последнего года строительства, при этом $T_1 = t_{стр} - 1$ (первый год строительства), $T_2 = t_{стр} - 2$ (второй год) и т. д.

Дисконтирование по формуле (11.23) показывает следующий темп роста приведенных капиталовложений на 1 руб. капитальных затрат за период T : 1-й год — 10 %; 2-й год — 21 %; 3-й год — 33,1 %; 4-й год — 46,4 %; 5-й год — 61 %; 10-й год — 259 %.

Видно, что растянутость сроков строительства сильно увеличивает приведенные капиталовложения. Близкой аналогией формированию приведенных капиталовложений является увеличение капитальных затрат при строительстве АЭС (как и всяких других предприятий) в капиталистических странах за счет ежегодной уплаты банковских (ссудных) процентов за полученные кредиты на строительство.

Это (см. § 11.5 и рис. 11.4) показано на примере значительного роста удельных капиталовложений в АЭС в США. Вложенные капиталы должны давать доход, и за замороженные (занятые в кредит) деньги надо платить проценты.

В Советском Союзе хотя и не установлена плата за финансирование, выделяемое Госбанком или Стройбанком СССР на плановое строительство, народнохозяйственный ущерб от многолетнего замораживания в незавершенном производстве (без отдачи) больших материальных, трудовых и финансовых средств очевиден и недопустим. Чем больше сроки сооружений и выхода на проектную мощность и чем большая доля финансирования отнесена на начальные годы, тем больше ущерб от «долгостроя».

Потери от замораживания капиталовложений $\Delta K_{пот}$ могут быть определены так:

$$\Delta K_{пот} = K_{пр} - K. \quad (11.24)$$

Тогда формула приведенных затрат, включающая в себя приведенные капиталовложения, примет вид

$$Z = I + E_n \sum_{t=1}^{t_{стр}} K_t (1 + P_n)^T. \quad (11.25)$$

Но и эта формула справедлива лишь в том случае, если после завершения строительства объект за короткое время практически сразу выходит на нормальный режим эксплуатации, т. е. на проектную мощность. Год выхода на проектную мощность называется *расчетным годом*. После завершения расчетного периода, когда закончено строительство и монтаж энергоблока, освоена его эксплуатация и он устойчиво вышел на полную проектную мощность, новых затрат по капиталовложениям не требуется и блок принимается в нормальную эксплуатацию.

Если период выхода на проектную мощность затянулся, то в формуле приведенных затрат должны быть учтены потери от завышенной себестоимости в годы расчетного периода. Тогда

$$Z = \sum_{t=1}^{t_{расч}} (E_n K_{t_{стр}} + \Delta I_t) (1 + P_n)^T + I_n, \quad (11.26)$$

где T — период приведения, год; $t_{расч}$ — расчетный период, оканчивающийся выходом объекта на режим нормальной эксплуатации, год; ΔI_t — превышение годовых издержек производства в каждый данный год расчетного периода за счет завышенной себестоимости энергии; I_n — годовые издержки после выхода на режим нормальной эксплуатации; t — текущий год расчетного периода.

Особенность применения метода приведенных затрат в ядерной энергетике. Предприятия, обеспечивающие ядерную энергетику топливом, отличаются от предприятий, обеспечивающих классическую энергетику ископаемым органическим топливом (углем, нефтью, газом и т. д.), не только своей технологией, но и экономическими показателями.

Ядерная энергетика, использующая топливо высокой калорийности, — это энергетика практически бестранспортная. В гл. 6 приведены (см. табл. 6.7) сравнительные показатели потребности в средствах транспортирования и в площадях для складирования ядерного и органического топлива (угля и нефти) для выработки равного количества электроэнергии на АЭС и ТЭС при одинаковой мощности последних (1000 МВт) и одинаковом КИУМ.

Установлено, что удельные капитальные затраты в ЯТЦ (от добычи природного урана до переработки облученных твэлов) составляют по отношению к удельным капиталовложениям собственно в АЭС примерно 25 %, но они должны быть сделаны задолго до пуска новой АЭС. Капитальные затраты в нефтегазовую и угольную промышленность вместе с затратами по обеспечению транспортирования топлива более значительны, чем в предприятия ЯТЦ, особенно по отношению к европейской части страны, к тому же география месторождений и основных топливных бассейнов СССР, их удаленность от главных энергопотребляющих районов СССР делают все более дорогостоящими как добычу, так и доставку органического топлива. Поэтому при разработке Энергетической программы СССР на длительную перспективу было экономически

обосновано опережающее развитие ядерной энергетики в европейской части СССР.

Было показано, что метод приведенных затрат и сравнительную оценку эффективности капиталовложений недостаточно применять для сравнения друг с другом отдельно взятых электростанций — атомных с тепловыми на органическом топливе. Оценка народнохозяйственной эффективности строительства АЭС в определенных географических районах страны (сюда относится вся европейская часть СССР) должна быть выполнена с применением расчетов по методу приведенных затрат, с учетом сопряженных капитальных вложений и взаимодействия со всем развивающимся в длительной перспективе ТЭК страны.

ГЛАВА 12

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ АЭС. СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭНЕРГИИ

12.1. СЕБЕСТОИМОСТЬ ПРОДУКЦИИ

В экономике социалистического государства, в такой ключевой ее отрасли, как топливно-энергетический комплекс, важнейшее значение имеет себестоимость производимой продукции.

Себестоимость единицы любой продукции отражает в денежной форме трудовые, материальные и прочие затраты на ее изготовление и реализацию. Систематическое снижение этих затрат — критерий прогрессивного развития любой отрасли общественного производства.

Себестоимость продукции относится к важнейшим экономическим показателям работы предприятий любого ранга и назначения. В ней находит свое отражение фондовооруженность предприятий и уровень использования основных средств и располагаемых мощностей, уровень организации и технологии производства, рациональное и экономное использование сырья, материалов, полуфабрикатов, топлива, энергии, квалификация кадров и т. п.

В себестоимости проявляется действие в условиях социализма важнейшего экономического закона товарного производства — закона стоимости. Себестоимость не отражает полной стоимости продукта производства; в нее не входит та часть дополнительных трудовых затрат, которая формирует чистый доход общества, реализуемый посредством механизма цен в виде прибыли и налога с оборота. Таким образом, себестоимость характеризует лишь затраты на простое воспроизводство и не включает в себя стоимость прибавочного продукта.

Стоимость же продукции отражает общественно необходимые издержки производства, включающие в себя как необходимый, так и прибавочный продукт, т. е. полностью чистый продукт. Нормой прибавочного продукта является соотношение прибавочного рабо-

чего времени к необходимому. За счет прибавочного продукта идет расширение производства, удовлетворение потребностей различных непродовольственных сфер общества.

В чем состоит народнохозяйственное значение себестоимости?

1) Себестоимость служит основным показателем затрат овеществленного и живого труда в процессе производства; снижение этих затрат — реальный показатель роста производительности труда.

2) На основе себестоимости можно соизмерить в денежной форме затраты и результаты хозяйственной деятельности, возмещение расходов собственными доходами, обеспечение прибыли и рентабельности предприятий. Все это необходимо для управления предприятием на основе хозяйственного расчета.

3) Себестоимость является базой для образования цены.

4) По показателям изменения себестоимости определяется эффективность применения новой техники, затрат на модернизацию и другие мероприятия, направленные на совершенствование технологии и организации производства.

На рис. 12.1 показана принципиальная схема формирования себестоимости.

Обобщающим признаком роста производительности труда классики марксизма-ленинизма считали снижение стоимости единицы продукта, что и достигается, когда на отдельный товар переносится меньшая стоимость износа средств производства (основного капитала) и потребленных предметов труда (материалы, энергия), чем та, которая сберегается вследствие уменьшения живого труда. Такое понимание экономической сути вопроса о производительности труда как синтеза прошлого и живого труда является обобщающим показателем роста эффективности всякого производства.

Маркс и Энгельс показали, за счет каких факторов достигается такой результат. «Повышение производительности труда заключается именно в том, что доля живого труда уменьшается, а доля прошлого труда увеличивается, но увеличивается так, что общая сумма труда, заключающаяся в товаре, уменьшается...». (К. Маркс и Ф. Энгельс. Собрание сочинений, т. 25, ч. 1, с. 286).

«Если производство известной машины, — отмечал Маркс, — стоит такого же количества труда, какое сберегается ее применением, то происходит просто перемещение труда, т. е. общая сумма труда, необходимая для производства товара, не уменьшается, или производительность силы труда не возрастает» (Там же, с. 402).

Быстрый темп развития ядерной энергетики в значительной мере определен более высоким уровнем производительности труда по сравнению с производительностью труда в энергетике, базирующейся на органическом топливе, особенно на нефти. Это наглядно проявляется в показателях стоимости электрической и тепловой энергии, производимой на АЭС.

Например, издержки производства электроэнергии на зарубежных АЭС с реакторами на тепловых нейтронах типа LWR ни-

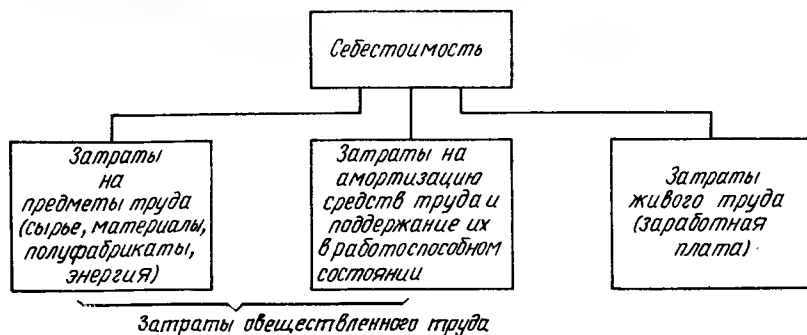


Рис. 12.1. Принципиальная схема формирования себестоимости

же, чем на ТЭС, работающих на органическом топливе. Они зависят от местных условий каждой страны. Так, по данным за 1984 г. они были ниже на АЭС по сравнению с ТЭС на нефти, на 40 % в Японии, на 360 % во Франции, на 82 %, в США, а по сравнению с ТЭС на угле издержки на АЭС ниже на 11 % в Японии, на 58 % во Франции и почти равны в США в районах с близко расположенными угольными месторождениями.

Большое значение имеет совершенствование планирования и калькулирования себестоимости в быстро развивающейся крупномасштабной ядерной энергетике. Действующие ныне методики по определению и расчетам себестоимости должны уточняться и совершенствоваться по мере накопления опыта проектирования, сооружения и эксплуатации энергетических предприятий, использующих ядерное топливо.

Ниже изложены принципы определения структуры себестоимости энергии на АЭС и методы ее расчета, которые приняты в проектных организациях и используются на АЭС СССР.

12.2. СТРУКТУРА СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

В промышленности СССР принята следующая классификация затрат на производство продукции: сырье и основные материалы, вспомогательные материалы, топливо и энергия; амортизация основных фондов; основная и дополнительная заработная плата, отчисления на социальное страхование; услуги; прочие затраты. На электростанциях затраты на сырье и основные материалы отсутствуют, а вместо затрат на топливо и энергию для расчетов берутся затраты только на топливо. Поскольку на АЭС имеет место круглосуточная эксплуатация оборудования и высокий среднегодовой коэффициент использования основных фондов, в качестве самостоятельной статьи учитываются затраты на текущий ремонт и услуги сторонних организаций.

Таблица 12.1. Структура производственных затрат

Статья затрат	Промышленность в целом	Машиностроение и металлообработка	Топливная промышленность	Электроэнергетика
Сырье и основные материалы	63,3	59,0	52,6	3,4
Вспомогательные материалы	4,4	3,8	5,0	5,5
Топливо	4,0	1,2	0,8	54,2
Энергия	2,8	2,0	5,1	0,8
Амортизация	8,5	7,8	16,6	23,4
Заработная плата	14,1	21,7	13,3	10,1
Прочие затраты	2,9	4,5	6,6	2,6

В табл. 12.1 приведена структура затрат в отдельных отраслях промышленности по данным ЦСУ* за 1985 г., %.

Как видно из табл. 12.1, основными элементами затрат в электроэнергетике являются топливо и амортизация основных средств производства, доля которой из года в год растет, поскольку растет фондоемкость энергетического производства.

С 1982 г. в связи с переходом на новые цены на все виды органического топлива возросла топливная составляющая в структуре отраслевых затрат на производство энергии.

Структура основных затрат в себестоимости энергии по отдельным типам энергопредприятий страны (без АЭС) характеризуется следующими данными, %:

	ТЭС	ГЭС	Электросети
Топливо	50—60	—	—
Амортизация	28—18	80—85	50—60
Заработная плата	10—6	6—8	24—20
Прочие	12—6	14—7	26—20

Широкий диапазон затрат на топливо объясняется различиями, связанными с видами применяемого топлива, КПД генерирования энергии, районами размещения и т. п.

Составляющие затрат можно условно разделить на *постоянные* и *переменные*.

Постоянные затраты (амортизация, ремонт, заработная плата и т. п.) не связаны с объемом произведенной энергии. К переменным затратам относятся расходы на топливо, на оплату покупной воды, химических реагентов. Эти затраты практически пропорциональны выработанной энергии.

Электростанции, включая и АЭС, выпускают, по существу, один вид продукции — электроэнергию и, в относительно небольшом количестве, тепловую энергию для теплоснабжения. Это упрощает расчеты себестоимости производимой энергии.

* Народное хозяйство СССР за 1985 г.: Статистический ежегодник. М.: Финансы и статистика, 1986.

Облегчает задачу балансовых экономических расчетов на электростанциях та особенность производства электроэнергии и тепла, которая характеризуется отсутствием в данном случае незавершенного производства — каждый выработанный товарный киловатт-час или каждая гигакалория немедленно поступает в сеть, направляясь к потребителю.

Себестоимость энергии определяется в каждом проекте вновь сооружаемых электростанций, при их расширении или модернизации.

Проектная (нормативная) себестоимость энергии указывается в числе главных технико-экономических показателей утверждаемого к реализации проекта.

При планировании производства энергии на действующих энергопредприятиях рассчитывается и утверждается с учетом конкретных условий эксплуатации в пятилетних, годовых и квартальных планах наряду с другими показателями также плановая себестоимость. Фактическая себестоимость энергии — важнейший показатель работы предприятия за отчетный год — поквартально рассчитывается на самой электростанции.

При оценке технико-экономических показателей АЭС следует отдельно рассматривать начальный период, связанный с выходом на проектную мощность, и стационарный режим использования топлива. В начальный переходный период и $\bar{B}$, и $\bar{\Phi}$, и себестоимость энергии, и другие показатели работы АЭС существенно отличаются от нормативных показателей установившегося режима эксплуатации.

12.3. СОСТАВ И СТРУКТУРА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ И СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ НА АЭС

Себестоимость энергии, произведенной на АЭС и отпущенной в сеть, включает в себя следующие статьи эксплуатационных затрат $I_э$: на топливо $I_{топ}$; на амортизацию, в том числе отчисления на реновацию и расходы на капитальный ремонт и модернизацию $I_{ам}$; на текущий ремонт, обеспечивающий поддержание работоспособности всех средств производства (оборудования, систем управления и контроля и т. п.) $I_{т.р.}$; на заработную плату эксплуатационного персонала (как основную, так и дополнительную), отчисления на социальное страхование, спецпитание $I_{з.п.}$; на общестанционные расходы $I_{ос.}$. К ним относятся: содержание административно-управленческого и хозяйственно-обслуживающего персонала, содержание сторожевой и пожарной охраны, транспортно-складские расходы, связь, химикаты и пр. Водоподготовка и техническое водоснабжение тоже включаются в состав общестанционных расходов. Эти расходы на АЭС значительны, и их целесообразно включать в себестоимость отдельной статьей.

Суммарные годовые эксплуатационные затраты запишутся так:

$$I_э = I_{топ} + I_{ам} + I_{т.р.} + I_{з.п.} + I_{ос.} \quad (12.1)$$

Расчет себестоимости энергии обычно выполняется по итогам годовой эксплуатации каждого блока и затем суммируется по всей станции. В формуле (12.1) только затраты на топливо $I_{топ}$ зависят от количества выработанной энергии, и их можно считать переменными эксплуатационными затратами ($I_{пер}$), все остальные ($I_{ам}$, $I_{т.р.}$, $I_{з.п.}$, $I_{ос.}$) — постоянные эксплуатационные затраты $I_{пост.}$. Тогда (12.1) можно переписать в виде

$$I_э = I_{пер} + I_{пост.} \quad (12.2)$$

Если количество выработанной за год энергоблоком и отпущенной в сеть электроэнергии равно W , кВт·ч, то среднегодовую себестоимость 1 кВт·ч C можно определить как сумму пяти ее основных составляющих:

$$C = I_э / W = C_{топ} + C_{ам} + C_{т.р.} + C_{з.п.} + C_{ос.} = C_{пер} + C_{пост.}, \quad (12.3)$$

где $C_{топ}$ — топливная составляющая ($C_{топ} = C_{пер}$); $C_{ам}$ — амортизационная; $C_{т.р.}$ — текущего ремонтного обслуживания; $C_{з.п.}$ — заработной платы эксплуатационного сменного персонала; $C_{ос.}$ — общестанционного обслуживания и управления, причем

$$C_{пост.} = C_{ам} + C_{т.р.} + C_{з.п.} + C_{ос.} \quad (12.4)$$

Как и для всей теплоэнергетики, основной вклад в себестоимость энергии вносят затраты на топливо и на амортизацию. Это все — овеществленный прошлый труд. Живой труд при производстве энергии отражается не только по статье «заработная плата» эксплуатационного персонала, но и по другим статьям затрат, определяющим себестоимость. Затраты на амортизацию включают в себя капитальный ремонт, где одной из значительных статей расхода будет оплата ремонтного персонала; еще в большей мере в затратах на текущий ремонт и эксплуатационное техническое обслуживание оборудования будут участвовать затраты на заработную плату ремонтных рабочих и обслуживающего персонала. Большую долю по статье общестанционных расходов составит также оплата персонала. Поэтому, оценивая себестоимость производимой энергии и производительность труда на АЭС, необходимо учитывать все затраты на ней живого труда, относящиеся к себестоимости энергии. Путь снижения этих затрат — повышение надежности, ресурса безотказной работы и ремонтпригодности оборудования, техническая оснащенность технологии ремонтных работ, повышение квалификации персонала, рациональная организация работ по управлению и обслуживанию АЭС.

Представляют интерес эксплуатационные показатели работы АЭС в такой индустриально развитой капиталистической стране, как ФРГ. В ФРГ затраты на производство электроэнергии на АЭС распределяются следующим образом: 47 % — капитальная составляющая; 30 % — затраты на топливо; 23 % — эксплуатационные

расходы, в том числе около 10 % — техническое обслуживание, включающее профилактику и текущий ремонт; 11,5 % — текущие общестанционные расходы и 1,5 % — административные расходы. Примерно такое же соотношение по статьям затрат характерно и для АЭС других западноевропейских стран. По данным ФРГ на каждой АЭС выполняется за год до 3000 регулярных проверок, около 40 специальных проверок, 4000 ремонтных работ, 1400 работ по поддержанию ремонтпригодности и 60 работ по частичной модификации оборудования. Большое внимание уделяется профилактическому техническому обслуживанию, особенно относящемуся к системе безопасности, а также разработке инструментов, контрольных приборов и другой оснастки, сокращающих трудоемкость и обеспечивающих высокое качество работ. Большое значение на АЭС имеет хорошо организованная предремонтная дезактивация оборудования ядерной паропроизводящей установки.

12.4. ЗАТРАТЫ НА ТОПЛИВО. ТОПЛИВНАЯ СОСТАВЛЯЮЩАЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ

В настоящее время в СССР система снабжения ядерным топливом АЭС с реакторами на тепловых нейтронах осуществляется по схеме одноразового использования, т. е. с разомкнутым топливным циклом. Отработавшие на АЭС тепловыделяющие сборки после 5-летней выдержки на АЭС загружаются в контейнеры и отправляются в хранилища при радиохимическом заводе как отходы, условно имеющие нулевую стоимость. Никаких расчетов АЭС с химическим заводом за отгруженное со станции отработавшее топливо не производится. Это связано с тем, что на данной стадии развития ЯТЦ не накоплен еще необходимый опыт, позволяющий вести расчеты за отработавшие ТВС как за сырье, а точнее, как за полуфабрикат, находящийся в стадии незавершенного производства.

Затраты на химическую переработку отработавшего топлива, включая обезвреживание, концентрирование, временное хранение и захоронение «навечно» радиоактивных отходов, пока весьма высоки, неустойчивы и неточны. При отсутствии же рецикла регенерированного урана и плутония нет и источника компенсации затрат, относящихся к переработке отработавшего топлива и захоронению радиоактивных отходов на завершающей стадии ЯТЦ.

В условиях социалистического хозяйства считается целесообразным затраты АЭС на ядерное топливо рассчитывать исходя из установленной цены ТВС со свежим топливом, поставляемых на АЭС и используемых в реакторах, без учета стоимости возвращаемого в ЯТЦ урана и плутония и расходов по химической переработке отработавшего топлива. Это, безусловно, упрощает задачу при определении затрат АЭС на топливо. В зависимости от уровня обогащения, конструкционных и других различий ядерное топливо, как свежее, так и отработавшее, имеет различную стоимость.

При утверждении проектов на сооружение АЭС, АТЭЦ, АСТ

расход топлива и себестоимость энергии, в том числе топливная составляющая себестоимости, в настоящее время рассчитываются также для варианта одноразового прохождения топлива через реактор. Определенность в затраты АЭС на топливо вносит и специфика ядерных реакторов, для которых загрузка ТВС активной зоны топливом определенного обогащения рассчитана с большой точностью. Заданы также глубина выгорания, эффективная и календарная кампании топлива (см. гл. 4), условия отвода тепла теплоносителем и др.

В практике эксплуатации отдельных блоков АЭС, безусловно, имеют место некоторые отклонения от проектных условий, когда требуется или досрочно заменить невыгоревшую до расчетной глубины ТВС, или продлить работу отдельных ТВС путем перестановки их в период перегрузки в соответствующую ячейку активной зоны для дожигания до следующей перегрузки реактора.

Упрощению расчетов затрат на топливо и топливной составляющей себестоимости за определенный период времени при работе АЭС в базовом режиме графика (или близком к нему) способствуют такие факторы, как постоянство КПД станции, жесткая связь энерговыработки (тепла и электроэнергии) с выгоранием делящихся нуклидов, точно известная масса загруженного и выгруженного из активной зоны топлива. Для расчета фактической топливной составляющей на АЭС служит практическая Методика, разработанная ВНИИАЭС НПО «Энергия» (см. § 12.5).

Для работы реактора тепловой мощностью N_T , МВт, при среднегодовом коэффициенте нагрузки $\bar{\varphi}$, средней глубине выгорания B , МВт·сут/т, годовой расход обогащенного урана

$$G_x = N_T \cdot 365 \bar{\varphi} / B. \quad (12.5)$$

Количество выработанной и переданной в энергосистему электроэнергии W , кВт·ч/год, при КПД теплового использования $\eta^{бр}$, коэффициенте расхода электроэнергии на собственные нужды АЭС $k_{с.н}$ составит

$$W = N_T \eta^{бр} (1 - k_{с.н}) 365 \bar{\varphi} \cdot 24 \cdot 10^3. \quad (12.6)$$

Следует особо подчеркнуть значение среднегодового коэффициента нагрузки $\bar{\varphi}$ (равного среднегодовому коэффициенту использования установленной проектной мощности на АЭС), характеризующего фондоотдачу. Важную роль в технических показателях играют $\eta^{бр}$ и $k_{с.н}$.

Зная G_x , т/год, можно определить (без учета потерь в технологических процессах) годовые затраты на топливо для стационарного режима эксплуатации. Годовые затраты на ядерное топливо $I_{топ}$ состоят из следующих основных затрат, включающих также транспортирование, складирование и другие сопутствующие операции:

$$I_{топ} = I_{с_0} + I_{фт} + I_{об} + I_{изг} + I_{выд}. \quad (12.7)$$

Здесь $I_{C_0} = 10^3 G_x f_0 C_0$ — стоимость исходного продукта — природного урана при его цене C_0 , руб/кг; $I_{фт} = 10^3 G_x f_0 C_{фт}$ — затраты на фторирование при цене $C_{фт}$, руб/кг; $I_{об} = 10^3 G_x \eta_{ЕРР} C_p$ — затраты на обогащение урана, где $\eta_{ЕРР}$ — количество единиц разделительной работы, затраченное на получение 1 кг обогащенного урана; C_p — цена 1 ЕРР, руб.; $I_{изг} = 10^3 G_x C_{изг}$ — затраты на конверсию UF_6 в UO_2 и изготовление ТВЭЛов и ТВС при цене $C_{изг}$, руб/кг урана; $I_{выд}$ — затраты на хранение отработавшего топлива (в течение 5 лет) в бассейне выдержки АЭС. Стоимость отработавших ТВС, выгруженных в бассейн выдержки, условно принимается равной нулю. Стоимость отвалов обедненного урана, полученного при обогащении природного урана, не учитывается из-за ее относительно небольшой величины и неопределенности промышленного использования отвалов.

С учетом вышеизложенного топливная составляющая себестоимости $C_{топ}$, коп/(кВт·ч), определится из выражения

$$C_{топ} = I_{топ} \cdot 100 / W. \quad (12.8)$$

Расход обогащенного урана, а значит, и стоимость топлива, используемого на АЭС, обратно пропорциональны средней глубине выгорания. Следовательно, чем выше B , тем при прочих равных условиях меньше топливные затраты. Требуемое же в этом случае некоторое увеличение обогащения урана при наметившейся тенденции снижения цены разделительной работы (см. гл. 5 и 7) даже при одновременном росте цены природного урана не сможет оказать существенного влияния на стоимость усовершенствованного топлива, позволяющего получать более высокие значения средней глубины выгорания.

Примерный расчет затрат на топливо и определение топливной составляющей себестоимости электроэнергии применительно к современным реакторам PWR и ВВЭР. Исходные данные: $N_t = 3000$ МВт; $\eta^{бр} = 0,33$; $\varphi = 0,8$; $k_{с.н} = 0,06$; $\bar{B} = 40 \cdot 10^3$ МВт·сут/т; $x = 4,4\%$; $y = 0,2\%$. По табл. 7.2 находим $f_0 = 8,22$; $\eta_{ЕРР} = 7,46$.

Ориентируясь на цены по зарубежным данным (но условно выраженные в рублях), принимаем, руб/кг,

$C_0 = 70$; $C_{ф} = 5$; $C_p = 100$ руб/ЕРР; $C_{изг} = 180$; $C_{выд} = 25$ (за 5 лет хранения). В результате расчета получаем [см. формулы (12.7) и (12.8)]

$$G_x = 22 \cdot 10^3 \text{ кг/год}; W = 6,522 \cdot 10^9 \text{ кВт·ч/год}.$$

Подставляя в (12.8) численные значения, находим

$$I_{топ} = 22 \cdot 10^3 (8,22 \cdot 70 + 8,22 \cdot 5 + 7,46 \cdot 100 + 180 + 25) = 22 \cdot 10^3 \cdot 1565,5 = 34,485 \cdot 10^6 \text{ руб/год}.$$

Удельные затраты на обогащенное топливо составят $C_x = 1567,5$ руб/кг. При принятых ценах примерно 50% затрат на топливо составляют затраты на обогащение урана, около 37% — оплата израсходованного на обогащение природного урана. Если же принять $C_p = 50$ руб/ЕРР (≈ 70 дол/ЕРР) [в расчете на

ожидаемое совершенствование в США технологии получения обогащенного урана (лазерный метод и др.)], то при сохранении неизменными всех других условий, указанных в расчете, получим $C_x = 1194,5$ руб/кг, т. е. удельные затраты уменьшатся на 31%; в них доля, относящаяся к обогащению урана, составит не 50%, а только примерно 35%.

Топлинная составляющая себестоимости [см. формулу (12.8)]

$$C_{топ} = \frac{34,485 \cdot 10^6 \cdot 100}{6,522 \cdot 10^9} = 0,528 \text{ коп/(кВт·ч)}.$$

При снижении цены обогащения урана в 2 раза затраты на топливо

$$I_{топ}^I = 26,279 \cdot 10^6 \text{ руб/год}, \text{ а } C_{топ} = 0,403 \text{ коп/(кВт·ч)}.$$

Отсюда видно значение совершенствования технологии и ЯТЦ для снижения топливной составляющей себестоимости энергии и стоимости ядерного топлива. Это относится не только к дорогостоящим услугам по обогащению урана, но и ко всем технологическим переделам, транспортированию, хранению топлива и т. п. В затратах на топливо прямо отражаются такие показатели АЭС, как коэффициент полезного использования тепловой энергии, выработанной в реакторе, при преобразовании в электрическую энергию $\eta^{бр}$, а также потребление полученной электроэнергии на собственные нужды АЭС ($k_{с.н}$), к которым в энергосистеме добавляются значительные потери электроэнергии и передающих и распределительных электросетях энергосистемы (в 1985 г. по стране они составили 9,33%).

На советских АЭС составляющие себестоимости в среднем следующие, %: топливо 42—45, амортизация 37—40, текущий ремонт 4—5, заработная плата (с отчислениями) 5,5—6, общестанционные расходы 7,5—8. Себестоимость 1 кВт·ч при $\varphi > 0,7$ менее 1 коп.

Таблица 12.2. Структура затрат производства электроэнергии во Франции и США (в скобках % к итогу) в 1983 г.

Страна и тип электростанции	Размерность	Капитальные	Топливные	Прочие эксплуатационные	Итого
Франция					
АЭС с PWR	сантимов*	7,1(43,8)	7,0(43,2)	2,1(13,0)	16,2(100)
ТЭС на угле	кВт·ч				
	То же	4,3(19,2)	14,1(62,9)	4,0(17,9)	22,4(100)
ТЭС на нефти	" "	5,5(17,0)	24,0(74,1)	2,9(8,9)	32,4(100)
США					
АЭС с PWR	цент*	2,0(64)	0,8(27)	0,3(9)	3,1(100)
ТЭС на угле	кВт·ч				
	То же	1,7(49)	1,6(45)	0,2(6)	3,5(100)
ТЭС на нефти	" "	2,7(38)	4,2(61)	0,1(1)	7,0(100)

*По курсу 1986 г. 1 цент США = 7÷7,6 французских сантимов.

Представляют интерес сравнительные данные затрат производства электроэнергии во Франции и США на АЭС, на ТЭС на нефти и ТЭС на угле (табл. 12.2). Следует учесть, что удельные капиталовложения в США значительно выше, чем во Франции, а уголь дешевле.

Затраты разбиты на три категории: капитальные, включающие амортизационные отчисления и уплату процентов за кредит, топливные и прочие эксплуатационные.

12.5. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА ФАКТИЧЕСКОЙ ТОПЛИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ НА АЭС

На АЭС стоимость загруженного в реактор топлива точно известна по оплаченным счетам и спецификациям ТВС завода-поставщика. Расчеты затрат АЭС на топливо и расчеты топливной составляющей себестоимости энергии на АЭС в значительной мере определяются четкой системой учета движения топлива (склад свежих ТВС, реактор, бассейн выдержки), правильной оценкой фактической энерговыработки каждой конкретной ТВС и остающегося ресурса на выгорание до выгрузки ТВС из реактора.

Большую роль при этом играет контроль средней глубины выгорания каждой выгруженной из реактора сборки непосредственно в бассейне выдержки реакторного зала АЭС. Существуют методики и аппаратура для такого контроля.

Для расчета фактической топливной составляющей на АЭС служит практическая Методика, разработанная ВНИИАЭС НПО «Энергия», которая учитывает конкретные условия использования ядерного топлива на АЭС*. Методика содержит следующие основные положения.

1. Топливная составляющая себестоимости электроэнергии АЭС определяется как отношение затрат на топливо к количеству отпущенной в энергетическую сеть энергии.

2. Стоимость передаваемого (отгружаемого в специальных контейнерах) отработавшего топлива после его выдержки в бассейне АЭС принимается равной нулю без каких-либо последующих расчетов с радиохимическим предприятием (условия незамкнутого топливного цикла).

3. Нормативная глубина выгорания топлива определяется техническими условиями на его изготовление и поставку заводом-изготовителем. Нормативная глубина выгорания и цена конкретной ТВС устанавливаются в зависимости от обогащения содержащегося в ней топлива и конкретных фактических условий экс-

* Методика определения топливной составляющей себестоимости отпускаяемой электрической и тепловой энергии на АЭС с реакторами РБМК и ВВЭР. МТ-34.00-022-86. М.: изд. Союзтехэнерго, 1986. Утверждена Минэнерго СССР 22.11.85 г.

плуатации. При этом принято, что 1 МВт·сут/кг U отвечает делению 1,075 кг ядер, т. е. при одном акте деления выделяется энергия 195 МэВ (а не 200 МэВ, как нами условно принято в § 1.2 и 4.3).

4. Нормативный расход эквивалентных свежих ТВС, затрачиваемых на производство как электрической, так и тепловой энергии устанавливается исходя из нормативной глубины выгорания.

5. Стоимость ТВС, досрочно выгруженных в бассейн выдержки и непригодных по какой-либо причине к дальнейшему использованию, независимо от их фактической энерговыработки (выгорания) полностью переносится на отпущенную энергию за отчетный период.

6. Стоимость топлива, остающегося в активной зоне к концу службы реактора, учитывается и авансом списывается путем включения этих будущих затрат в топливную составляющую равномерно в течение всего периода эксплуатации реактора. Нормативное значение для списания принято равным 0,04—0,05 коп/(кВт·ч).

В практике эксплуатации АЭС по ряду причин приходится отбраковывать отдельные свежие ТВС в процессе их хранения, загрузки-перегрузки, а также при потере ими герметичности и т. п. Поэтому потребность АЭС в свежем топливе определяется с учетом некоторого резервирования. Конечно, это резервирование целесообразно иметь не на каждом реакторе, а для группы унифицированных реакторных блоков.

При правильной эксплуатации реактора большое значение для увеличения средней глубины выгорания всей активной зоны имеет качество системы регулирования и состав технических средств СУЗ, позволяющих обеспечивать необходимую равномерность нейтронного потока, что также зависит и от действий эксплуатационного персонала, непосредственно осуществляющего управление работой реактора. С этой целью современные реакторы имеют развитую систему управления и контроля, снабжены необходимыми средствами контроля и корректировки ядерно-физических процессов, протекающих в активной зоне реактора.

12.6. ПОСТОЯННЫЕ ЗАТРАТЫ АЭС И РАСЧЕТ ПОСТОЯННЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ СЕБЕСТОИМОСТИ ЭНЕРГИИ

Постоянные эксплуатационные затраты на АЭС $I_{\text{пост}}$, руб/год, складываются из суммы затрат, которые прямо не зависят от количества произведенной электроэнергии. Это затраты на амортизацию $I_{\text{ам}}$, текущий ремонт $I_{\text{тр}}$, заработную плату эксплуатационного персонала $I_{\text{з.п.}}$, общестанционные расходы $I_{\text{ос}}$:

$$I_{\text{пост}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{тр}} + I_{\text{з.п.}} + I_{\text{ос}}. \quad (12.9)$$

Постоянная составляющая себестоимости энергии

$$C_{\text{пост}} = \frac{I_{\text{пост}}}{W} = \frac{I_{\text{ам}} + I_{\text{т.р}} + I_{\text{з.п}} + I_{\text{ос}}}{W} = C_{\text{ам}} + C_{\text{т.р}} + C_{\text{з.п}} + C_{\text{ос}}. \quad (12.10)$$

Амортизационная составляющая себестоимости. Амортизационные затраты наряду с затратами на топливо составляют наибольшую значительную долю в эксплуатационных затратах АЭС (подробно этот вопрос рассмотрен в § 11.6).

Амортизационные затраты складываются из двух частей: отчислений на реновацию $I_{\text{рен}}$ и отчислений на капитальный ремонт оборудования, зданий и сооружений АЭС $I_{\text{к.р}}$:

$$I_{\text{ам}} = I_{\text{рен}} + I_{\text{к.р}}.$$

Госпланом СССР установлены временные нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства и положения о порядке планирования и использования этих отчислений. Нормы (или коэффициенты) амортизационных отчислений рассчитываются в процентах к балансовой стоимости основных фондов.

Для ядерных паропроизводящих установок (ЯППУ) Госпланом СССР установлена общая норма отчислений $\alpha_{\text{ам}}^{\text{ЯППУ}} = 7,7\%$, из них на полное восстановление (реновацию) основных фондов $3,3\%$, на капитальный ремонт $4,4\%$. Нормы амортизационных отчислений на оборудование и приборы дозиметрического и теплотехнического контроля и автоматики более высокие: $\alpha_{\text{ам}}^{\text{ДТК}} = 14,8\%$; в том числе на реновацию $6,6\%$ и капитальный ремонт или замену $8,2\%$.

При проектировании для АЭС в целом принимается средневзвешенное значение коэффициента амортизационных отчислений $\alpha_{\text{ам}}^{\text{АЭС}} \approx 6,7\%$. Это значение меняется в пределах нескольких десятых процента для различных типов АЭС*.

Балансовой стоимостью основных производственных фондов в ядерной энергетике при проектировании АЭС принято считать суммарные капиталовложения производственного назначения $K_{\text{пр}}$. Тогда

$$I_{\text{ам}} = \alpha_{\text{ам}}^{\text{АЭС}} K_{\text{пр}} = (\alpha_{\text{рен}} + \alpha_{\text{к.р}}) K_{\text{пр}}. \quad (12.11)$$

Специфика и сложность капитального ремонта оборудования АЭС, загрязненного радиоактивными веществами или работающего в условиях радиоактивной среды (реакторный цех, спецводоочистка, спецвентиляция, хранилища радиоактивных отходов и т. п.), создают значительные трудности и удорожают ремонтные и наладочные работы. Это оборудование весьма капиталоемкое и с низким уровнем ремонтпригодности. Разработана

* Для ТЭС принято $6-8\%$. Большее значение относится к станциям, работающим на низкосортном топливе.

специальная структура ремонтного цикла реактора и ЯППУ, а также турбогенераторных агрегатов с нормами продолжительности работ. В системе Министерства атомной энергетики СССР организованы предприятие по централизованному капитальному ремонту АЭС и предприятие по проведению пусконаладочных работ на АЭС.

Затраты и составляющая себестоимости на текущий ремонт. В процессе непрерывной и круглосуточной эксплуатации АЭС возникает необходимость в текущем оперативном высококвалифицированном ремонтном и техническом обслуживании оборудования, многочисленных теплогидравлических, электромеханических и прочих систем, особенно щитов управления, приборов контроля и автоматики. В затраты на текущий ремонт включаются и содержание персонала, и расходы на запасные части, инструмент, материалы и т. п. Эти затраты трудно планировать по деталям. Поэтому в сметах принято считать затраты на текущий ремонт в процентах по отношению к амортизационным отчислениям. При установленном нормативе 15%

$$I_{\text{т.р}} = 0,15 I_{\text{ам}} \text{ и } C_{\text{т.р}} = 0,15 C_{\text{ам}}.$$

Затраты и составляющая себестоимости по содержанию эксплуатационного персонала АЭС. Эти затраты связаны с численностью эксплуатационного персонала и его среднегодовой зарплатой. Следует учесть, что для нормальной эксплуатации на АЭС требуется иметь пять комплектных смен в реакторном цехе, четыре смены в других непрерывно работающих основных цехах (турбинном, СВО, ХВО, ТАИ), три во вспомогательных цехах, одну-две в ремонтных подразделениях:

$$I_{\text{з.п}} = m_{\text{з.п}} N_{\text{е}}^{\text{бр}} \cdot 1,08 S_{\text{з.п}}^{\text{год}}, \quad (12.12)$$

Здесь $m_{\text{з.п}}$ — штатный коэффициент эксплуатационного персонала, чел/МВт(эл.); $N_{\text{е}}^{\text{бр}}$ — электрическая мощность (брутто), МВт; $S_{\text{з.п}}^{\text{год}}$ — среднегодовая заработная плата эксплуатационного персонала, основная и дополнительная, руб.; коэффициент $1,08$ — отчисления на социальное страхование.

В табл. 12.3 приведены укрупненные временно действующие нормативы численности промышленно-производственного персонала (ППП) АЭС СССР с разбивкой его на эксплуатационный и ремонтный. Как видно из таблицы, современная организация надежной эксплуатации АЭС пока требует значительного обслуживания ремонтных работ. Это связано с качеством оборудования и приборов, их ремонтоспособностью, с качеством монтажа, с нерациональностью отдельных проектных решений, с квалификацией персонала, с производственной организацией и дисциплиной труда.

Следует заметить, что средний штатный коэффициент на тепловых электростанциях СССР, работающих на органическом топ-

Таблица 12.3. Укрупненные нормативы численности промышленно-производственного персонала АЭС с энергоблоками мощностью 1000 и 440 МВт (эл.)*

Количество энергоблоков	Штатный коэффициент ППП, чел/МВт (эл.)					
	Общий		Эксплуатационный		Ремонтный	
	1000	440	1000	440	1000	440
1	1,35	2,10	0,53	0,78	0,82	1,32
2	0,97	1,28	0,34	0,45	0,63	0,83
3	0,89	1,09	0,3	0,40	0,59	0,69
4	0,77	0,97	0,27	0,33	0,5	0,64

*Для РБМК-1000 нормативный коэффициент на 0,1—0,2 выше, главным образом, за счет ремонтного персонала. В период максимальных объемов ремонтных работ численность персонала соответственно увеличивается.

ливе, в 1981 г. составил 1,37 чел/МВт, а на гидростанциях — 0,31 чел/МВт.

Общестанционные затраты и их составляющая себестоимости. К общестанционным затратам относятся содержание дирекции АЭС, расходы на административно-хозяйственное обслуживание станции, пожарную и войсковую охрану, на склады, транспорт, связь, освещение, химические реактивы и т. п. До последнего времени к общестанционным относили затраты и на водоснабжение АЭС. Опытом подтверждено, что общестанционные затраты на АЭС, руб/год, можно укрупненно исчислять (при проектировании) в размере 0,2 суммы прочих постоянных затрат:

$$I_{oc} = 0,2(I_{ам} + I_{т.р} + I_{э.л}). \quad (12.13)$$

Тогда составляющие себестоимости можно выразить так:

$$C_{oc} = 0,2(C_{ам} + C_{т.р} + C_{э.л}). \quad (12.14)$$

На действующих АЭС общестанционные расходы предусматриваются в соответствующих сметах с учетом установленных нормативов.

Сложив выражения отдельных составляющих затрат, получим видоизмененную упрощенную формулу общих эксплуатационных расходов, руб/год:

$$I_{э} = I_{топ} + 1,38I_{ам} + 1,28I_{э.л}. \quad (12.15)$$

И соответственно полная себестоимость электроэнергии

$$C = C_{топ} + 1,38C_{ам} + 1,28C_{э.л}. \quad (12.16)$$

Для укрупненных оценочных расчетов постоянной составляющей себестоимости $C_{пост}$, коп/(кВт·ч), можно использовать эмпирическую формулу:

$$C_{пост} = \frac{\gamma K_{уд} \cdot 10^2}{8760\varphi} = \frac{\gamma K_{уд} \cdot 10^2}{h_y}, \quad (12.17)$$

где γ — коэффициент условно постоянных затрат, равный 0,12—0,11 для блоков мощностью до 500 МВт (эл.) и 0,10 для блоков мощностью 1000 МВт (эл.); $K_{уд}$ — удельные капитальные вложения, руб/кВт; h_y — усредненное за год число часов работы на установленной или номинальной проектной мощности.

12.7. СТРУКТУРА ОРГАНИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ АЭС

Современное АЭС — это сложнейшие инженерно-технические и производственные комплексы. Производство тепловой энергии в ядерных реакторах, сопровождающееся производством и накоплением огромного количества радиоактивных веществ, может осуществляться лишь в условиях гарантированного обеспечения ядерной и радиационной безопасности не только работающих на АЭС, но и всей окружающей среды. В этом отношении АЭС не сравнимы с электростанциями на органическом топливе. Требования к персоналу АЭС также весьма высоки как по квалификации, так и по четкому, технически компетентному, дисциплинированному и умелому выполнению производственных регламентов, инструкций и указаний.

В настоящее время в общем уже сложилась и во многом стала типовой организационная структура управления современных крупных многоблочных АЭС. Эта структура включает в себя следующие основные производственные подразделения, взаимодействием которых в целом управляют директор и главный инженер станции:

производственные цеха: реакторный, турбинный, электрический, тепловой автоматики и измерений (ТАИ), химический, наладки и испытаний оборудования, дезактивации, централизованного ремонта, ремонтно-строительный и гидротехнический;

отделы и лаборатории: ядерной безопасности и надежности с лабораториями ядерно-физической, спектрометрии и герметичности; охраны труда и техники безопасности; конструкторско-технологический; технического контроля; лаборатория металлов; лаборатория метрологии.

Структура дирекции АЭС в общем однотипна со структурой управления крупных ТЭС и состоит из ряда отделов и служб, среди них производственно-технический отдел, планово-экономический и отдел (или группа) капитального строительства и оборудования. Структура включает в себя наряду с дирекцией также и начальников цехов, начальников смен — по электростанции в целом и по каждому блоку, старших инженеров по эксплуатации и техническому надзору.

Каждая АЭС имеет современные, высокооснащенные контрольными приборами, электронной техникой и связью технические центры управления, функционирующие круглосуточно:

ЦШУ — центральный щит управления, откуда осуществляет-ся и связь с энергосистемой;

БЩУ — блочные щиты управления (на каждом блоке);
РЩУ — резервный щит управления на случай аварийной обстановки;

КРБ — щит контроля радиационной безопасности;

ЩВС — щиты управления вспомогательных систем, водного хозяйства, вентиляции, химических служб.

Каждая АЭС оборудована дистанционной информационно-измерительной системой с ЭВМ для контроля радиационной безопасности. Она обеспечивает дозиметрический контроль, следит за выбросами радиоактивных веществ в окружающую среду, за уровнем радиационной загрязненности рабочих помещений и оборудования, контролирует хранилища жидких и твердых радиоактивных отходов и т. п.

12.8. УВЕЛИЧЕНИЕ ГЛУБИНЫ ВЫГОРАНИЯ ЗА СЧЕТ МОЩНОСТНОГО ЭФФЕКТА РЕАКТИВНОСТИ И ПРОДЛЕНИЯ КАМПАНИИ ТОПЛИВА ПРИ РАБОТЕ РЕАКТОРА В РЕЖИМЕ СНИЖЕНИЯ МОЩНОСТИ

При достижении средней проектной глубины выгорания и исчерпании оперативного запаса реактивности активной зоны реактор ВВЭР останавливается на очередную перегрузку топлива. Однако в практике эксплуатации блоков корпусных реакторов типа ВВЭР с периодической перегрузкой топлива в остановленном состоянии нередко имеет место продление работы реактора на сниженной тепловой мощности за счет мощностного (и часто совмещенного с ним температурного) эффекта реактивности. Этот режим реактора можно назвать работой на «выбеге реактивности».

На рис. 12.2 приведены расчетные кривые плавно снижающейся электрической мощности и возможное время работы в таком режиме.

В продлении эксплуатации реакторного блока в таких условиях может быть заинтересована и энергосистема, если при дефиците действующих мощностей можно на значительный период отсрочить остановку блока на очередную перегрузку топлива. Технико-экономический анализ* показал, что работа, например, реактора ВВЭР-1000 при продлении кампании может обеспечить сверхнормативную глубину выгорания; за счет отсутствия дополнительных затрат на топливо достигается некоторое снижение себестоимости электроэнергии, особенно в первый период продленной эксплуатации. Как видно из рис. 12.3, себестоимость энергии в процессе снижения мощности будет резко расти из-за увеличения постоянной составляющей себестоимости (амортизация и др.). Следует отметить, что аналогичное влияние на увеличение себестоимости оказывает и работа АЭС в режиме следования за

* Технико-экономические аспекты продления кампании энергоблоков с водо-водяными реакторами корпусного типа / В. А. Иванов, В. М. Боровков, Г. В. Булавкин и др. Атомные электрические станции. М.: Энергоатомиздат, 1984. С. 17—22.

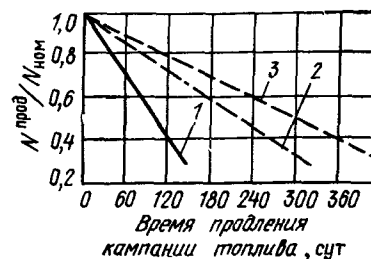


Рис. 12.2. График снижения мощности блока АЭС с ВВЭР при работе «на выбеге реактивности»:

1 — без каких-либо переключений; 2 — при обводном распределении пара; 3 — при турбообводном распределении пара

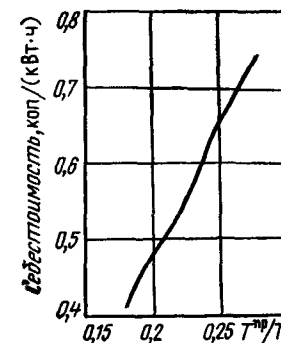


Рис. 12.3. Зависимость себестоимости электроэнергии от времени продленной кампании топлива $T_{пр}$ [T_0 — время снижения электрической мощности блока (из-за снижения реактивности, потока нейтронов и N_T) в 2,7 раза]

нагрузкой, т. е. на переменной мощности. Оптимальное время работы при продлении кампании топлива зависит от примененной программы регулирования спада мощности реактора и энергоблока.

Экономическая целесообразность продления кампании реактора при работе на сниженной мощности должна быть оценена исходя из конкретных условий работы блока в энергосистеме и с учетом общих интересов АЭС и энергосистемы.

12.9. ПОТРЕБНОСТИ РЕАКТОРНОГО БЛОКА АЭС В УРАНЕ НА ВЕСЬ СРОК СЛУЖБЫ

Потребности АЭС в ядерном топливе практически пропорциональны энерговыработке, поэтому для оценочных расчетов, если учесть, что АЭС в основном работает в базовом графике нагрузки, можно использовать расчетные значения удельных расходов как обогащенного, так и природного урана (см. § 5.6).

Полную потребность АЭС в топливе можно выразить и в удобной для сравнения форме — с пересчетом на природный уран. В этом случае полная потребность за весь срок службы $G_{C_0}^{полн}$, т, составит

$$G_{C_0}^{полн} = G_{0x} \bar{f}_{0x} + G_{xf_0} (T_{сл} - T_{л}/n). \quad (12.18)$$

Здесь G_x — годовая потребность в уране обогащением $x\%$ для перегрузки, определяемая по формуле (4.2) без учета рецикла

регенерированного урана и плутония*, т; f_0 — коэффициент расхода природного урана; G_{0x} — полная начальная загрузка (индекс 0) активной зоны ураном, т, имеющим среднее обогащение $\bar{x}_{0x}$, т. Обычно для реакторов ВВЭР $\bar{x}_{0x} = (0,7 \div 0,8)x$ [для расчета начальной загрузки можно применить формулу (4.9)]; $\bar{f}_{0x}$ — средний коэффициент расхода природного урана при применении в первой загрузке ТВС топлива различного обогащения (например, в ВВЭР-440 применяется в первой загрузке топливо с $x = 3,6$; 2,4 и 1,8 %; в ВВЭР-1000 — 4,4 и 3 %); $T_{сл}$ — проектный срок службы блока АЭС, годы (в СССР принят равным 30 годам); T_k — календарное время кампании топлива, годы; n — число ежегодных перегрузок за время T_k (в реакторах ВВЭР принято три перегрузки при $T_k = 3$ года). В расчетах вместо проектного срока службы можно принять фактический.

Если при первой загрузке применяется уран одного обогащения (например, в РБМК-1000 $x = 2\%$), то формула (12.18) соответственно упрощается, так как $\bar{f}_{0x} = f_0$. При этом следует учесть, что масса топлива в первой загрузке может отличаться от стационарной. Так, в РБМК-1000 4—5 % ТВС в первой загрузке активной зоны замещены дополнительными поглотителями нейтронов (ДП), которые в ходе эксплуатации постепенно заменяются штатными ТВС ($x = 2\%$). Выход на стационарный режим работы РБМК длится несколько лет при непрерывной перегрузке.

Переходный период эксплуатации, аналогичный режиму работы с первой загрузкой, будет иметь место и в конце службы реактора, перед его остановкой для демонтажа.

12.10. УСЛОВИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ ХИМИЧЕСКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ОТРАБОТАВШЕГО ТОПЛИВА

При замкнутом ЯТЦ затраты на химическую переработку 1 т отработавшего ядерного топлива с учетом затрат на концентрирование, хранение и окончательное захоронение радиоактивных отходов должно быть меньше или, по крайней мере, равно суммарной стоимости фактически (т. е. за вычетом потерь) получаемого в результате химической переработки регенерированного урана, делящихся изотопов плутония, накопленного в отработавшем топливе, и попутно извлеченных полезных нуклидов:

$$G_{x_k}^{OAT} (C_{хим}^{OAT} + C_{РАО}) \leq G_{x_k}^{рег} C_{x_k} + \bar{g}_{9,41} G_{x_k}^{OAT} C_{9,41} + \Sigma S_{из}. \quad (12.19)$$

Здесь $G_{x_k}^{OAT}$ — количество, т/год, отработавшего ядерного топлива со средним содержанием ^{235}U , равным $\bar{x}_k$, и делящихся изотопов плутония, равным $\bar{g}_{9,41}$, кг/т, $G_{x_k}^{рег}$ — количество регенерированного урана,

на, т/год, полученного в результате химической переработки отработавшего ядерного топлива массой $G_{хим}^{OAT}$, $C_{хим}^{OAT}$ — стоимость химической переработки 1 т отработавшего топлива, включая его транспортирование от АЭС и хранение, руб.; $C_{РАО}$ — стоимость переработки, концентрирования, временного хранения и захоронения РАО, руб., получаемых при химической переработке 1 т ОЯТ; C_{x_k} — стоимость регенерированного урана со средним содержанием ^{235}U , равным $\bar{x}_k$, руб/т; $C_{9,41}$ — стоимость делящихся изотопов плутония, руб/кг, извлеченных при химической переработке 1 т отработавшего топлива; $\Sigma S_{из}$ — суммарная стоимость попутно извлеченных за год из отработавшего топлива полезных радиоизотопов ^{90}Sr , ^{60}Co , ^{137}Cs и др.), передаваемых для использования в промышленности, в научных организациях и т. п., руб.

Однако экономика химической переработки изучена еще недостаточно, чтобы уверенно рассчитывать доходность или убыточность рецикла регенерированного топлива. Требуется время для накопления необходимого опыта и совершенствования технологии. Одно несомненно — рецикл позволяет снизить потребность в природном уране. Химпереработка ОЯТ позволяет отделить полезные актиноиды от накопленных высокоактивных РАО и упрощает решение проблемы их безопасного захоронения навечно.

12.11. ЦЕНЫ И ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ. ПРИБЫЛЬ И РЕНТАБЕЛЬНОСТЬ

Основу цены электрической и тепловой энергии составляет среднеотраслевая себестоимость их производства. Электростанции, ТЭЦ и котельные общего назначения сами не занимаются передачей, распределением и продажей потребителям произведенной ими электрической или тепловой энергии. Реализацией, распределением, сбытом и продажей выработанной энергии занимаются соответствующие территориальные энергообъединения, входящие в систему Министерства энергетики и электрификации СССР и союзных республик. Относительно небольшая доля энергии вырабатывается и распределяется отдельными промышленными и местными коммунальными предприятиями (заводские ТЭЦ, электростанции и мелкие котельные).

Энергопредприятия, в том числе и АЭС, поставляют выработанную у них энергию сбытовым организациям (Энергосбыт) по установленной для них оптовой цене $Ц_{эпр}^{опт}$. Оптовая цена составляется из полной себестоимости C единицы продукции (1 кВт·ч, Гкал), поставленной в сеть, и прибыли энергопредприятия $П_{пр}$ в установленном размере:

$$Ц_{эпр}^{опт} = C + П_{эпр}. \quad (12.20)$$

Отпуск электрической и тепловой энергии государственным и кооперативным предприятиям и организациям производится

* Замкнутый ЯТЦ и рецикл U и Pu снижают расход топлива не на самой АЭС, а в системе снабжения ядерным топливом страны, где существенно улучшается ядерно-топливный энергетический баланс.

по оптовой цене промышленности $L_{\text{пром}}^{\text{опт}}$, которая включает в себя среднеотраслевую оптовую цену предприятия, затраты по эксплуатации систем передачи, распределения и сбыта энергии $C_{\text{сб}}$ и плановую прибыль сбытовой организации $P_{\text{сб}}$, а также налог с оборота:

$$L_{\text{пром}}^{\text{опт}} = L_{\text{эпр}}^{\text{опт}} + C_{\text{сб}} + P_{\text{сб}}. \quad (12.21)$$

Государственная розничная цена за единицу потребляемой энергии (например, с квартиросъемщиков и др.) состоит из оптовой цены промышленности, а также наценки, торговых издержек и плановой прибыли торговой организации.

Таким образом, первооснова всех цен — это затраты на изготовление продукции. В оптовых ценах их доля составляет в среднем около 85 %, а прибыль примерно 15 %.

Руководство и контроль за ценообразованием в стране осуществляет Государственный комитет СССР по ценам. Он утверждает постоянные (на длительный период) оптовые цены на главные виды продукции, а также тарифы на электрическую и тепловую энергию, на все виды транспортных перевозок и т. п. Цены, не предусмотренные действующими прейскурантами на продукцию, изготавливаемую для внутренних нужд предприятия и услуг капитальному строительству (как разовые заказы), утверждает директора предприятий.

Цены являются мерилем относительной эффективности производственно-хозяйственной деятельности, например, для определения таких показателей, как затраты на рубль товарной продукции, выработка в рублях на одного трудящегося и т. п. Цена в товарном социалистическом производстве — один из важнейших экономических рычагов повышения его эффективности, через цены проявляется действие закона стоимости. В условиях плановой социалистической экономики цены являются денежным измерителем затрат общественно необходимого труда на производство любой товарной продукции.

Основное требование в политике цен заключается в максимальном соответствии цен общественно необходимым затратам труда (ОНЗТ). Вещь не может быть стоимостью, не будучи предметом потребления. Если она бесполезна, то и затраченный на нее труд бесполезен, не считается за труд и потому не образует никакой стоимости.

Исходный принцип ценообразования при социализме состоит в том, что цена на продукцию должна позволять каждому нормально работающему предприятию возмещать общественно необходимые издержки производства и обращения и обеспечивать прибыль, достаточную для внесения платежей в банк (за основные фонды, проценты за кредит и пр.), создавать фонды экономического стимулирования (ФЭС) и развития. Хотя в основе цены лежит стоимость товара, количественное выражение цены может не совпадать со стоимостью. Она может быть больше

или меньше стоимости. В капиталистическом хозяйстве цены определяют рынок в зависимости от спроса и предложения.

Тарифы на энергию. В СССР с учетом особенностей производства и потребления энергии и региональных различий (структура энергогенерирующих мощностей, стоимость потребляемого топлива и т. п.) применяются две системы тарифов (цен) на потребляемую энергию: одноставочная и двухставочная.

Одноставочная система предусматривает отпуск энергии по одной ставке — по установленной цене. Размер платы за энергию пропорционален ее потребленному количеству. Здесь потребитель непосредственно не связан с режимом или графиком потребления. Но себестоимость энергии, как известно, изменяется в зависимости от степени использования установленной мощности. Это не учитывается в одноставочных тарифах.

По действующему с 1982 г. прейскуранту одноставочный тариф (за 1 кВт·ч) электроэнергии в большинстве энергосистем страны установлен в размере 3 коп. (а в отдельных автономных системах, например Магаданэнерго, Якутэнерго, — 10 коп), на производственные нужды сельскохозяйственных потребителей — 1 коп., предприятиям торговли и общественного питания — 2 коп., для большинства непромышленных потребителей (институты, вокзалы, больницы, школы и др.) — 3 коп., для электрифицированного транспорта 1,1—2 коп.

В **двухставочном** тарифе размер платы за энергию состоит из двух ставок (частей): 1) основной годовой платы за заявленную потребителем максимальную мощность $P_{\text{макс}}$ (кВт), использованную в часы максимальной нагрузки системы; 2) дополнительной платы за фактически потребляемую энергию $\mathcal{E}_f$ (кВт·ч).

Тарифы на тепловую энергию дифференцируются по энергосистемам в зависимости от параметров теплоносителя. Здесь принят одноставочный многоступенчатый тариф, по которому с понижением параметров потребляемого тепла снижается и отпускная цена.

Ниже даны примеры тарифов на тепловую энергию для промышленных потребителей (руб/Гкал, или руб/4,186 ГДж) при 100 %-ном возврате конденсата:

	Мосэнерго и Ленэнерго	Свердлов- энерго	Воронеж- энерго
Горячая вода	11,0	6,00	9,00
Отборный пар давлением от 0,12 до 0,25 мПа	10,38	5,63	8,35
Острый и редуцированный пар	11,87	6,34	9,90

Средний тариф на тепловую энергию для всех потребителей составляет 6,85 руб/Гкал, для промышленных потребителей — 8,31 руб/Гкал (8,31 руб/4,18 ГДж).

Прибыль и рентабельность. Прибыль и рентабельность производственных фондов наряду с себестоимостью и фондоотдачей являются важнейшими показателями эффективности производства всех отраслей промышленности.

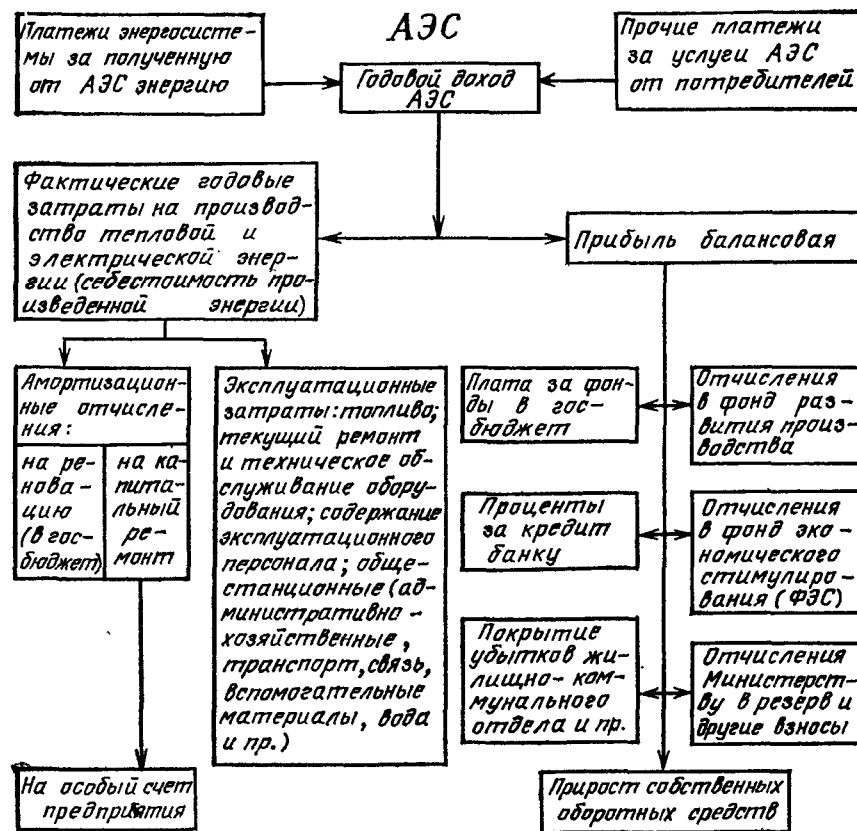


Рис. 12.4. Принципиальная схема движения средств, получаемых и затрачиваемых на производство энергии на АЭС и распределение балансовой прибыли

Балансовой прибылью P_6 называется разность между средствами, полученными за год от реализации продукции ΣP , и годовыми затратами производства I :

$$P_6 = \Sigma P - I. \quad (12.22)$$

Кроме балансовой прибыли рассчитывается расчетная или чистая прибыль P_n (нетто). Она равна балансовой прибыли за вычетом из нее платежей в бюджет и выплат в банк. На рис. 12.4 приведены структура доходов и расходов на АЭС и схема распределения прибыли.

Общая рентабельность производства $P_{\text{общ}}$ определяется как отношение балансовой прибыли предприятия к среднегодовой стоимости ее основных производственных фондов (ОПФ) и нормируемых оборотных средств (НОС).

Расчетная рентабельность $P_{\text{рас}}$ производственных фондов определяется как отношение чистой прибыли (нетто) P_n к стоимости ОПФ и НОС.

В электроэнергетике балансовая рентабельность фондов в период до 1982 г. (до повышения цен на топливо и энергию) составляла 6,1—6,9 %. Уровень общей рентабельности по наиболее крупным промышленно-энергетическим объединениям (ПЭО) и районным энергетическим управлениям (РЭУ) поднялся в 80-е годы до 9—12 %, а расчетной рентабельности — до 5—8 %.

Повышение прибыли и рентабельности производственных фондов — одна из важнейших задач социалистической промышленности и ее ключевой отрасли — электроэнергетики.

12.12. АКТУАЛЬНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТОПЛИВОИСПОЛЬЗОВАНИЯ В РЕАКТОРАХ НА ТЕПЛОВЫХ НЕЙТРОНАХ

В настоящее время и, вероятно, до конца XX столетия развитие ядерной энергетики во всем мире будет основываться на применении наиболее отработанных и промышленно освоенных ядерных реакторов на тепловых нейтронах (РТН). В них используется слабообогащенный (до 4—5 %) уран, а в качестве теплоносителя применяется преимущественно обычная (легкая) вода.

В СССР и социалистических странах в этот период будет осуществляться большая программа строительства АЭС также в основном с водоохлаждаемыми реакторами на тепловых нейтронах.

Известно, что всем реакторам на тепловых нейтронах органически присущ очень серьезный недостаток — в них чрезвычайно плохо (особенно при незамкнутом ЯТЦ) используется исходное топливное сырье ядерной энергетики — природный уран (менее 0,6 %). (Об этом подробнее см. в § 5.4.) Применение замкнутого ЯТЦ и рецикла регенерированного урана и накопленного в отработавшем топливе плутония позволяет существенно улучшить коэффициент энергетического использования природного урана в реакторах на тепловых нейтронах: при $K_B \approx 0,5$ примерно вдвое, при $K_B \approx 0,7$ втрое (без учета потерь в ЯТЦ).

Таким образом, всемерное повышение K_B является реальным путем снижения удельного расхода природного урана для реакторов на тепловых нейтронах. Радикальное решение достигается при $K_B > 1$, при котором становится возможным почти полное (с учетом потерь в топливном цикле) превращение ^{238}U в плутоний, что увеличивает теплотворную способность урана примерно на два порядка (см. § 1.2).

Но $K_B > 1$, при применении уран-плутониевого топлива, можно реализовать пока только в реакторах на быстрых нейтронах, а в перспективе в гибридных термоядерных реакторах и в реакторных установках электроядерного бридинга. В связи с ожидаемым в ближайшие 20—30 лет ростом мощностей ядерной энергетики с реакторами на тепловых нейтронах во всем мире резко

возрастут потребности в относительно дешевом природном уране. Всемирное повышение эффективности использования природного урана в реакторах на тепловых нейтронах считается одной из главных проблем современного этапа развития ядерной энергетики.

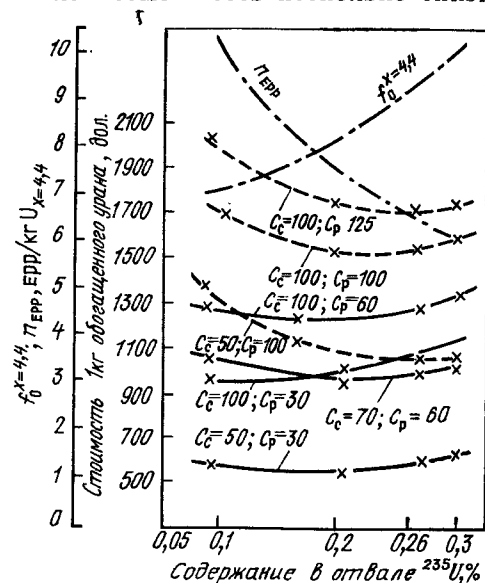
12.13. ВЛИЯНИЕ ГЛУБОКОГО ИЗВЛЕЧЕНИЯ ^{235}U ПРИ ОБОГАЩЕНИИ УРАНА НА ЭКОНОМИКУ ЯТЦ И РАСХОД ПРИРОДНОГО УРАНА

В гл. 4 была показана взаимосвязь между средней глубиной выгорания уранового топлива $\bar{B}$ и необходимым его обогащением x . При всех расчетах, оценках и прогнозах удельного расхода природного урана и суммарных потребностей в нем принимается (как нечто стабильное) содержание ^{235}U в отвале y , равное 0,2 % и даже 0,3 %. Это означает соответственно, что 28 % и 42 % драгоценного природного делящегося изотопа урана не извлекается при обогащении урана, а остается в хвостах. Такая ситуация в ядерной энергетике до сих пор была обусловлена чрезвычайно высокой ценой за услуги по обогащению урана (за «разделительную работу»), которую установили США, длительные годы (до последнего времени) сохранявшие в капиталистическом мире монополию на обогащение урана.

Пуск в 1983 г. в Трикастене (Франция) завода фирмы «Евродиф» серьезно потеснил монополию США. Но во Франции также применена энергоемкая технология обогащения методом газовой диффузии. Поскольку потребляемая электроэнергия, получаемая от АЭС, у «Евродиф» все же дешевле, чем в США, Франция имела возможность несколько снизить цену услуг по обогащению

урана (90—100 дол/ЕРР вместо 120—135 дол/ЕРР в США). Тем не менее эти (так называемые «мировые») цены все еще очень высоки. Западно-европейская фирма «Юренко-Сентек» обещает после 1990 г. довести цену за 1 ЕРР до 60 дол. и ниже. Принятое в 1985 г. в США решение о переходе в конце 90-х годов на лазерный метод обогащения урана (см. § 7.11, 7.14)

Рис. 12.5. Стоимость 1 кг обогащенного урана ($x=4,4\%$) при различном содержании ^{235}U в отвале и разных ценах за 1 кг природного урана и 1 ЕРР



обосновывается главным образом тем, что позволит углубить извлечение ^{235}U до $y=0,05\%$ и получать обогащенный уран по цене 30—60 дол/ЕРР. Оценим значение этой близкой перспективы для экономии природного урана и снижения затрат на ядерное топливо.

На рис. 12.5 представлены варианты стоимости 1 кг урана, обогащенного до $x=4,4\%$ при различных содержаниях ^{235}U в отвале (0,1—0,3 %), рассчитанные по высоким и низким ценам за 1 кг природного урана ($C_p=50; 70; 100$ дол/кг) и за 1 ЕРР ($C_p=30; 60; 100; 125$ дол/ЕРР). Расчет проведен без учета потерь урана в процессе технологических переделов [см. формулу (7.32)] *.

Из рис. 12.5 видно, что при высоких ценах за разделительную работу оптимальное значение y составляет примерно 0,2—0,25 %. В то же время обогащение урана экономически выгодно и при отвале с $y=0,1\%$ при ценах за 1 ЕРР 60—30 дол. и ниже, при относительно дорогом уране.

Применение отвала с $y=0,1\%$ означает реальную экономию природного урана (при прочих равных условиях) на 16—17 % по сравнению с отвалом с $y=0,2\%$, и на 30 % по сравнению с отвалом с $y=0,26\%$. Таким может быть резерв снижения потребностей в природном уране, который по изложенным выше причинам до сих пор не рассматривался в прогнозных оценках. Этот эффект реален и может быть получен за счет уже определенных достижений в совершенствовании промышленной технологии обогащения урана, позволяющих резко снизить цену за разделительную работу. Получаемая экономия количественно равна снижению расхода урана, которое можно получить при рецикле регенерированного урана из отработавшего ядерного топлива. Заметим, что при $y=0,1\%$ в отвалах еще будет оставаться 14 % ^{235}U . Есть основание полагать, что задача довести извлечение ^{235}U до его содержания в отвалах не более 0,05 % будет решена в ближайшие 10—15 лет **.

12.14. РОЛЬ РЕАКТОРОВ-РАЗМНОЖИТЕЛЕЙ В ТОПЛИВООБЕСПЕЧЕНИИ РАЗВИВАЮЩЕЙСЯ ЯДЕРНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

В последние годы в МАГАТЭ, в Ядерно-энергетическом агентстве (ЯЭА) ОЭСР, в отдельных странах за рубежом и в СССР проведены значительные исследования и выполнены прогнозны

* В формуле (7.32) не учитывается стоимость отвала обедненного урана ввиду его малого влияния на результаты расчета.

** Парадоксально, что современная гидрометаллургическая технология позволяет экономично извлекать даже из бедных руд с содержанием менее 0,1 % урана 90—95 % содержащегося в них этого редкого металла, а промышленное извлечение ^{235}U из компактного чистого сырья — гексафторида — составляет только 65—72 %.

ядерным топливом. Исследования показали, что без расширенного воспроизводства ядерного топлива в реакторах не обойтись. Воспроизводство реально могут обеспечить пока только реакторы-размножители на быстрых нейтронах. В этих реакторах можно в перспективе переработать в делящийся материал (плутоний) весь отвалный уран, накопленный за время эксплуатации реакторов на тепловых нейтронах, и переработать в ^{233}U неиспользуемые пока природные ресурсы тория.

В настоящее время накоплен значительный опыт проектирования, сооружения и промышленной эксплуатации демонстрационных реакторов на быстрых нейтронах (БН-350 и БН-600 — в СССР, «Феникс» и «Супер-Феникс» — во Франции, PFR — в Великобритании и др.). В СССР начато сооружение АЭС с реакторами БН-800. Переход к серийному сооружению АЭС с быстрыми реакторами-размножителями пока осложняется многими неотработанными в промышленном масштабе технологическими процессами и нерешенными вопросами оптимальной организации ЯТЦ, который должен базироваться на плутонии и может быть только замкнутым с очень коротким (до 1 года) временем внешнего цикла (химическая переработка отработавшего топлива и дистанционно управляемое изготовление свежего топлива). Удельные капиталовложения в АЭС с реакторами на быстрых нейтронах в настоящее время также значительно (в 1,5—2 раза) превышают удельные капиталовложения в АЭС с реакторами на тепловых нейтронах. Сдерживающее влияние на развитие реакторов-размножителей оказывает также пока благополучное положение в мире с ресурсами относительно дешевого урана. Однако опыт развития современной энергетики показывает, что ограниченность топливных ресурсов сказывается на их цене задолго до того, как они исчерпываются.

Прогресс в ядерной энергетике позволяет рассчитывать на постепенное ускорение развития реакторов-размножителей на быстрых нейтронах. Этот переход, вероятно, займет два-три десятилетия. За это время могут появиться и будут оценены новые концепции реакторов на быстрых нейтронах (модульные, с водопаровым и газовым теплоносителем и т. п.).

Главная задача развития реакторов на быстрых нейтронах — надежно и экономически эффективно обеспечить перевод ядерной энергетики на расширенное воспроизводство ядерного топлива, на самоснабжение ядерным топливом. Рост мощностей АЭС с реакторами на быстрых нейтронах в свою очередь будет форсировать этот процесс.

Таким образом, по условиям топливообеспечения мировая ядерная энергетика в перспективе представляется *двухкомпонентной*, состоящей в определенных пропорциях (по мощности) из реакторов на тепловых нейтронах и реакторов-размножителей на быстрых нейтронах. Количественные соотношения между ними будут обусловлены рядом факторов, учитывающих экономическую оптимальность, критерии безопасности эксплуатации и сравни-

тельные технико-экономические показатели энергетики с обоими типами реакторов. В перспективе реакторы-размножители с их предприятиями ЯТЦ должны обеспечивать собственные потребности в плутонии и снабжать им действующие и строящиеся усовершенствованные реакторы на тепловых нейтронах.

В настоящее время выполнены исследования и расчеты возможной структуры и вариантов стратегии оптимального развития двухкомпонентной ядерной энергетики. Оценены также варианты с применением тяжеловодных реакторов, позволяющих снизить удельное потребление природного урана при производстве электрической и тепловой энергии.

Темпы строительства и ввода в эксплуатацию мощностей АЭС с реакторами на быстрых нейтронах по возможностям обеспечения их плутониевым топливом зависят от темпа (скорости) наработки плутония, который определяется *временем удвоения* T_2 топлива. Время удвоения зависит от двух параметров: избыточного коэффициента воспроизводства ($\text{ИКВ} = \text{КВ} - 1$) и времени внешнего топливного цикла $T_{\text{вн}}$, которое должно быть по возможности малым.

Величина T_2 уменьшается, т. е. растет скорость производства нового плутония, при снижении времени переработки $T_{\text{вн}}$, при увеличении КВ, при увеличении удельной мощности загруженного в реактор плутония, МВт(тепл.)/т; при увеличении времени пребывания плутония в активной зоне, т. е. при увеличении глубины выгорания плутония.

В настоящее время рост потребления энергии во всем мире несколько замедлился, поэтому нет необходимости в существенном сокращении времени удвоения по сравнению с $T \approx 10$, что соответствует темпу накопления плутония 7 % в год.

Для достижения $T_2 = 10$ лет необходимо иметь $\text{КВ} > 1,4$ при $T_{\text{вн}} \leq 1$ год. При этом потребление Pu за один топливный цикл составит около 5 т/ГВт(эл.) [загрузка активной зоны ($\sim 3,5$ т) и плутоний ($\sim 1,5$ т), находящийся вне реактора в отработавшем топливе, выгруженном из реактора]. Расчеты показывают, что наработка избыточного Pu должна быть не менее 0,3 т/ГВт(эл.) в год. Задержка до 2—3 лет в переработке отработавшего топлива и рецикле накопленного Pu вызовет накопление его вне реактора в количестве, равном или превышающем загрузку в активную зону. Расчеты показывают, что главный путь снижения количества Pu , задерживаемого вне реактора, — это сокращение $T_{\text{вн}}$ и, в первую очередь, времени выдержки топлива, выгруженного из активной зоны реактора. Увеличение КВ сокращает время удвоения топлива и всегда оправдано экономически, особенно в условиях более высоких удельных капиталовложений в АЭС с реакторами на быстрых нейтронах по сравнению с капиталовложениями в АЭС с реакторами на тепловых нейтронах.

Чтобы при недостатке Pu не задерживать ввод мощностей АЭС с реакторами на быстрых нейтронах, в первые годы их эксплуатации можно вести на урановом топливе, т. е. в режиме

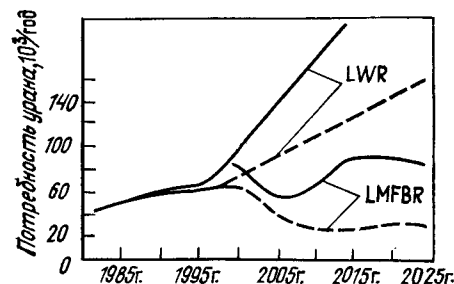


Рис. 12.6. Мировые потребности в природном уране в период 1985–2025 гг. при прогнозируемом росте ядерной энергии с реакторами LWR и LWR+LMFBR при быстром (—) и медленном (---) темпах роста мощностей АЭС

конвертора с $KB \approx 1$. Так, на урановой или смешанной уран-плутониевой загрузке многие годы эксплуатируются реакторы БН-350 и БН-600, «Феникс» и др. По мере накопления запасов плутония и развития предприятий ЯТЦ реакторы частично или полностью переводятся на штатное плутониевое топливо.

Проведенные МАГАТЭ оценки* мировых потребностей в природном уране на период 1985–2025 гг. при прогнозируемом росте ядерной энергетики с реакторами LWR и LMFBR при быстром и медленном темпе роста мощностей АЭС отражены на рис. 12.6. Ввод в серийное производство реакторов-размножителей на быстрых нейтронах LMFBR указан примерно с 2000 г. Из рис. 12.6 видно их решающее влияние на снижение затрат природного урана при условии, что построенные до 2000 г. реакторы LWR будут еще многие годы находиться в эксплуатации, а также будут сооружаться новые АЭС с усовершенствованными реакторами этого типа, рассчитанными на применение смешанного топлива, с подпиткой, плутонием от реакторов-размножителей.

В заключение можно отметить, что современный этап развития ядерной энергетики, базирующейся во всем мире на урановом топливе, является лишь ее первой ступенью. Это — *ядерная энергетика на уране*. Следующей, более высокой и технологически более сложной ступенью развития ядерной энергетики, охватывающей не только производство электроэнергии, но и централизованное теплоснабжение и высокотемпературные и технологические процессы, будет *ядерная энергетика на плутонии*.

* Рыбальченко И., Константинов Л. Обзор исследований по ядерному топливному циклу// Бюллетень МАГАТЭ. 1985. Т. 26, С. 38–44.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ И РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

К главе 1

- Uranreserven. Uranproduction and Uranbedarf in der Welt// Atomwirtschaft — Atomtechnik. 1978. Bd. 24. № 3. S. 186–188.
- Lantzke U. World energy supply and demand and the future of nuclear power// Proc. Intern. Conf., Salzburg, 2–11 May, 1977. IAEA-CN-56/583.
- Прогноз топливно-энергетической ситуации в мире до 1990 г.// World Oil. December 1981. P. 157–164.
- Сырикович М. А., Шпильрайн Э. Э. Энергетика. Проблемы и перспективы. М.: Энергия, 1981.
- Проценко А. Н. Энергия будущего. — 2-е изд. М.: Молодая гвардия, 1985.
- Мельников Н. В. Топливо-энергетические ресурсы капиталистических и развивающихся стран. М.: Наука, 1978.
- Кириллин В. А. Энергетика — проблемы и перспективы// Коммунист. 1975. № 1. С. 44–46.
- Корякин Ю. И. Ядерная энергетика на МИРЭК-Х (обзор)// Атомная техника за рубежом. 1978. № 2. С. 3–13.
- Бесчирский А. А. Общие проблемы топливно-энергетической ситуации в мире (по материалам МИРЭК-Х1)// Теплоэнергетика. 1981. № 2. С. 3.
- Анапьев Е. П. Атомные установки в энергетике. М.: Атомиздат, 1978.
- Ядерная энергетика, человек и окружающая среда/ Н. С. Бабаев, В. Ф. Демин, Л. А. Ильин и др.; Под ред. акад. А. П. Александрова. — 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1984.
- Мировые запасы и производство урана// Атомная техника за рубежом. 1978. № 10. С. 26.
- Андреасян Р. Нефть: добыча и цены// Новое время. 1983. № 12. С. 24–26.
- Кандалицев А. Экономический разбой на мировом рынке нефти// Политическое самообразование. 1986. № 10. С. 99.

К главе 2

- Постановление XXVII съезда КПСС «Об основных направлениях экономического и социального развития СССР на 1986–1990 гг. и на период до 2000 г.». М.: Политиздат, 1986.
- Основные положения Энергетической программы СССР на длительную перспективу. М.: Политиздат, 1984.
- Энергетика СССР в 1981–1985 гг./ Под ред. А. М. Некрасова и А. А. Троицкого. М.: Энергоиздат, 1981.
- Народное хозяйство СССР в 1985 г. Статистический сборник ЦСУ СССР. М.: Финансы и статистика, 1986.
- Мелентьев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем в энергетике. М.: Высшая школа, 1982.
- Синев Н. М. Атомная энергетика сегодня и завтра// Наука в СССР. 1982. № 3. С. 50–63.
- Черновский С. Я. Системное прогнозирование ядерной энергетики. М.: Наука, 1980.
- Электрификация СССР (1917–1967 гг.)/ Под ред. П. С. Непорожнего. М.: Энергия, 1977.

Петросьянц А. М. Проблемы атомной науки и техники. М.: Атомиздат, 1979.
Ядерные энергетические установки: Учебн. пособие/ Б. Г. Ганчев, Л. Л. Калишевский, Р. С. Демешев и др.; Под ред. Н. А. Доллежаля. М.: Энергоатомиздат, 1983.

К главе 3

Энергетическое топливо СССР. Справочник. М.: Энергия, 1979.
Равич М. Б. Эффективность использования топлива. М.: Наука, 1977.
Скалкин Ф. В., Каиаев А. А., Копп И. З. Энергетика и окружающая среда. Л.: Энергоиздат, 1981.

К главе 4

Александров А. П. Атомная наука и техника и научно-технический прогресс// Атомная наука и техника в СССР. М.: Атомиздат, 1977.
Материалы и тепловыделяющие элементы энергетических ядерных реакторов// Там же. С. 144—152.
Батов В. В., Корякин Ю. И. Экономика ядерной энергетики. М.: Атомиздат, 1969. С. 38—45.
Пути повышения экономичности АЭС с реакторами типа ВВЭР/ В. А. Вознесенский, А. Р. Нихамкин, В. А. Сидоренко и др.// Материалы междунар. конф. в Зальцбурге, 2—13 мая 1977. IAEA-CN-36/336.
Taylor J. G. Reactor Burnup Physics// Techn. Rep. Ser. IAEA. 1973. № 143. P. 47—93.

К главе 5

Сидоренко В. А. Водо-водяные реакторы в энергетике страны// Атомная энергия. 1977. Т. 43, вып. 5. С. 325—336.
Коченов А. С., Левина И. К., Коваленко Л. И. Возможные пути улучшения топливных циклов тепловых реакторов// Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика и техника ядерных реакторов. 1982. Вып. 5 (27). С. 3—11.
Роль быстрых реакторов в структуре развития системы ядерной энергетики/ В. Н. Боболович, Ю. И. Корикин, Г. Б. Левенталь и др.// Атомная энергия. 1974. Т. 36, вып. 4. С. 251—258.
Шмелев А. Н., Мурогов В. М., Юрова Л. Н. Некоторые вопросы физики воспроизводства горючего в реакторах-размножителях на быстрых нейтронах. М.: Атомиздат, 1979. С. 9—48.
Топливные циклы без выделения плутония// Атомная техника за рубежом. 1978. № 10. С. 22.
Состояние и перспективы производства и использования плутония на АЭС/ Ю. В. Смирнов, И. Д. Соколова, А. К. Круглов, С. С. Родин// Там же. 1975. № 11. С. 3—11.
Оценки потребностей топливного цикла ядерной энергетики и возможности их удовлетворения/ У. Хессерманн, П. Хогроян, Р. Кримм и др.// Там же. 1978. № 7. С. 21—32.
Рыбальченко И., Константинов Л. Обзор исследований по ядерному топливному циклу// Бюл. МАГАТЭ. 1984. Т. 26, № 4. С. 38—44.
Структура атомной энергетики с учетом производства энергии помимо электричества/ А. П. Александров, В. А. Легасов, В. А. Сидоренко и др.// Атомная энергия. 1977. Т. 43, вып. 6. С. 427.
Экономические аспекты развития атомной энергетики и предприятий топливного цикла в СССР/ Н. П. Дергачев, А. К. Круглов, В. М. Седов, С. В. Шуклин// Материалы междунар. конф. в Зальцбурге, 2—13 мая 1977. IAEA-CN-36/333.
Синев Н. М., Батунов Б. Б., Шмелев В. М. О путях развития ядерной энергетики в СССР// Атомная энергия. 1964. Т. 17, вып. 4. С. 243—251.
Батунов Б. Б., Синев Н. М. Перспективы развития и экономика ядерной энергетики// Там же. 1965. Т. 18, вып. 2. С. 157—170.

Синев Н. М., Андреев П. А., Гремиллов Д. И. Эффективность использования ядерных реакторов в системах централизованного теплоснабжения// Энергомашиностроение. 1973. № 10. С. 37—39.

Атомная станция теплоснабжения/ Н. М. Синев, П. А. Андреев, Д. И. Гремиллов, Н. Н. Подключников// Энергомашиностроение. 1974. № 3. С. 44, 45.

К главе 6

Разведка и добыча радиоактивного сырья// Атомная наука и техника в СССР. М.: Атомиздат. 1977. С. 120—134.
Технология урана/ Н. П. Галкин, Б. Н. Сударинов, У. Д. Верятин и др. М.: Атомиздат, 1964.
Громов Б. В. Введение в химическую технологию урана. М.: Атомиздат, 1978.
Ласкорин Б. Н., Водолазов Л. И., Токарев Н. Н. Бесфильтрационный метод переработки урановых руд// Материалы междунар. конф. в Зальцбурге, 2—13 мая 1977. IAEA-CN-36/355.
Мировые запасы и производство урана (обзор)// Атомная техника за рубежом. 1978. № 10. С. 26—31.
Технико-экономические показатели урановой горно-металлургической промышленности (обзор)// Там же. 1980. № 4. С. 18—25.
Экономические показатели урановых гидрометаллургических заводов (обзор)// Там же. 1986. № 12. С. 3—10.

К главе 7

Получение и обогащение гексафторида урана// Атомная наука и техника в СССР. М.: Атомиздат, 1977. С. 135—143.
Коэн К. Разделение изотопов// Научные и технические основы ядерной энергетики. Т. 2. Пер. с англ. М.: Изд-во иностр. лит., 1950. С. 5—22.
Martensson M. Economics of uranium enrichment by gaseous diffusion// Proc. Symp. Gottwaldov, 27—31 May 1968. Vienna: IAEA-CN-36/223.
Petit J. F. Enrichissement de l'uranium par le procede de diffusion gazeuse// Proc. Int. Conf., Salzburg, 2—13 May 1977. IAEA-CN-36/223.
Delarousse P. Keeping gaseous diffusion competitive// Nucl. Engng Int. 1986. V. 31. P. 32.
Longenecker R. Lasers light the way for the US// Ibid. P. 35.
Inglis G. H. Centrifuges reach industrial and commercial maturity// Ibid. P. 40.
Котельников Г. А., Нефедова Л. Н. Лазерное разделение изотопов урана (реферат)// Атомная техника за рубежом. 1986. № 3. С. 8—14.
Обогащение урана: Сб. статей/ Под ред. С. Виллани. Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1983.

К главе 8

Химия и технология фтористых соединений урана/ Н. П. Галкин, А. А. Майоров, У. Д. Верятин и др. М.: Атомиздат. 1961.
Bilous O., Counas G. Determination du facteur de separation des isotopes de l'uranium par diffusion gazeuse. Доклад 15/P/1263 (Франция), представленный на Вторую международную конференцию по мирному использованию атомной энергии. Женева. 1958.
Cohen K. The theory of isotope separation. N. Y.: McGraw — Hill, 1951.
Martensson M. Swedish studies on the economics of uranium enrichment// J. Brit. Nucl. Eng. Soc. 1971. V. 10. P. 191—196.
Groth W. Gaszentrifugenanlagen für Anreicherung von Uran-235// Naturwissenschaften. 1973. Bd. 60. S. 57—64.
Berman A. USAECR Report, K—1536, 1962.
Avery D., Davis E. Uranium enrichment by gas centrifuge. Lond.: Mills and Boon, 1973.
Хигаси К. Обогащение урана: Пер. с япон. М.: Мир, 1976.
Методы разделения изотопов урана (обзор)/ А. А. Сазыкин, М. В. Веселова, Ю. В. Смирнов, И. Д. Соколова// Атомная техника за рубежом. 1977. № 3. С. 19—28.

К главе 9

Материалы и тепловыделяющие элементы энергетических ядерных реакторов// Атомная наука и техника в СССР. М.: Атомиздат, 1977. С. 144—152.

Gupta D., Fischer K. D., Stephany M. Expected fuel fabrication costs in an expanding nuclear economy// Proc. Symp. Gottwaldov, 27—31 May 1968. Vienna: IAEA, 1968. P. 297—326.

Скоров Д. М., Бычков Ю. Ф., Дашковский А. И. Реакторное материаловедение. М.: Атомиздат, 1979.

Емельянов В. С., Евстюхин А. И. Металлургия ядерного горючего. М.: Атомиздат, 1968.

Металлургия и металловедение плутония и его сплавов/ Под ред. У. Д. Уилкинсона. Пер. с англ. М.: Атомиздат, 1962.

Самойлов А. Г. Тепловыделяющие элементы ядерных реакторов: Учебн. пос. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Самойлов А. Г., Каштанов А. И., Волков В. С. Дисперсионные твэлы: (в 2-х т.). Т. 1. Материалы и технология. Энергоиздат, 1982.

Усынин Г. Б., Кусмарцев Е. В. Реакторы на быстрых нейтронах: Учебн. пос. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Дементьев Б. Я. Ядерные энергетические реакторы: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.

Дуглас О. Металловедение циркония: Пер. с англ. М.: Атомиздат, 1975.

Головин И. С. Разработка и производство твэлов для реакторов АЭС (обзор)// Атомная техника за рубежом. 1978. № 3. С. 3—15.

Твэл реактора РМБК-1000/ В. Г. Адеи, Ю. К. Бибилашвили, А. С. Займовский и др.// Атомная энергия. 1977. Т. 43, вып. 4. С. 235—240.

К главе 10

Регенерация ядерного топлива// Атомная наука и техника в СССР. М.: Атомиздат, 1977. С. 153—162.

Основные проблемы регенерации отработанных твэлов атомных электростанций/ В. Н. Фомин, В. Б. Шевченко, В. И. Землянухин и др.// Материалы междунар. конф. в Зальцбурге, 2—13 мая 1977. IAEA-CN-36/354.

Опыт обращения с отработавшим топливом АЭС в СССР, включая хранение и транспортирование/ В. М. Дубровский, В. И. Землянухин, А. Н. Кондратьев и др. Препринт доклада на междунар. конф. МАГАТЭ. IAEA-CN-42/88, Вена, 1983.

Разработка методов отверждения и захоронения радиоактивных отходов топливного цикла/ В. М. Седов, Б. С. Колычев, А. А. Константиновичи и др.// Материалы междунар. конф. в Зальцбурге, 2—13 мая 1977. IAEA-CN-36/350.

Ядерная технология/ В. П. Шведов, В. М. Седов, И. Л. Рыбальченко, И. Н. Власов. М.: Атомиздат, 1979.

Круглов А. К., Рудик А. П. Реакторное производство радиоактивных нуклидов. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Кондратьев А. Н., Косорев Ю. А., Юликов Е. И. Проблемы транспортировки отработавшего топлива// Атомная энергия. 1978. Т. 44, вып. 2. С. 150—155.

Контейнеры для транспортирования отработавших тепловыделяющих элементов АЭС// Труды ЦКТИ, № 142. Под ред. П. А. Андреева, Н. М. Синева. Л.: Энергия, 1977. С. 99—103.

Перспективы развития химической технологии производства ядерно-энергетического цикла/ Б. Н. Ласкорин, А. К. Круглов, Д. И. Скороваров и др.// Атомная энергия. 1978. Т. 44, вып. 2. С. 118—126.

Основные предпосылки и практика использования глубоких водоносных горизонтов для захоронения жидких радиоактивных отходов/ В. И. Спицын, М. К. Пименов, В. Д. Балуква и др.// Материалы междунар. конф. в Зальцбурге, 2—13 мая 1977. IAEA-CN-36/345.

Gera F. Radioactive waste disposal in geological formations// Proc. Int. Conf., Salzburg, 2—13 May 1977. IAEA-CN-36/313.

Ушаков Б. А. Перевозка ядерных материалов (реферат)// Атомная техника за рубежом. 1986. № 4. С. 10—15.

Артамкин В. Н. Удаление радиоактивных отходов в Швеции (реферат)// Там же. 1986. № 12. С. 18—22.

К главе 11

Воронин Л. М. Особенности проектирования и сооружения АЭС. М.: Атомиздат, 1980.

Строительство атомных электростанций: Учебн. пособие для вузов/ Под ред. В. Б. Дубровского. М.: Энергия, 1979.

Прузнер С. Л., Златопольский А. Н., Некрасов А. М. Экономика энергетики СССР: Учебник для вузов. М.: Высшая школа, 1984.

Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н. Экономика энергетики СССР: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Паротурбинные установки атомных электростанций/ Под ред. Ю. Ф. Косяка. М.: Энергия, 1978.

Трояновский Б. М. Турбины для атомных электростанций. — 2-е изд. М.: Энергия, 1978.

Типовая методика определения экономической эффективности капитальных вложений. М.: изд. Ин-та экономики АН СССР, 1980.

Корякин Ю. И., Гриневич О. Л. Экономические условия и показатели строительства АЭС в США и Франции// Атомная техника за рубежом. 1986. № 6. С. 9—14.

Инструкция по определению экономической эффективности капитальных вложений в развитие энергетического хозяйства (генерирование, передача и распределение электрической и тепловой энергии). М.: изд. Минэнерго СССР, 1973.

Методика определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений// Экономическая газета. 1977. № 10. 10 марта.

К главе 12

Миккульский К. Закон стоимости в социалистическом хозяйствовании// Коммунист. 1986. № 15. С. 62.

Чернухин А. А., Флаксерман Ю. Н. Экономика энергетики СССР: Учебник для вузов. — 4-е изд. М.: Энергоатомиздат, 1985.

Методика определения затрат топливного цикла и экономической эффективности использования ядерного горючего на конденсационных АЭС с реакторами на тепловых нейтронах. (Постоянная Комиссия по использованию атомной энергии в мирных целях СЭВ). М., 1970.

Экономика ядерной энергетики за рубежом. Анализ структуры стоимости производства электроэнергии зарубежных АЭС. АИНФ-564. М., 1981.

Методика определения топливной составляющей себестоимости отпускаемой электрической и тепловой энергии на АЭС с реакторами РБМК и ВВЭР. Минэнерго МТ-34-00-022-86. М.: изд. Союзтехэнерго, 1986.

Изменение топливной составляющей себестоимости электроэнергии в переходный период работы РБМК/ С. В. Брюин, А. Д. Жиринов, В. И. Пушкарев, В. И. Рунин// Атомная энергия. 1979. Т. 46, вып. 4. С. 219—221.

Об эффективности получения дополнительной мощности на энергоблоках АЭС с ВВЭР/ Р. З. Аминов, В. А. Хрусталева, А. А. Сердобинцев и др.// Атомная энергия. 1986. Т. 61, вып. 6. С. 397—401.

Пути эффективного использования горючего в атомной энергетике с быстрыми реакторами/ А. И. Лейпунский, В. В. Орлов, В. Б. Лыткин и др.// Атомная энергия. 1971. Т. 31, вып. 4. С. 383—392.

Орлов В. В. Реакторы на быстрых нейтронах// Атомная энергия. 1974. Т. 36, вып. 5. С. 341—354.

Уолтер А., Рейнольдс А. Реакторы-размножители на быстрых нейтронах: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1986. С. 566—579.

Агентство по ядерной энергии ЕЭС 14, 162
 Активная зона реактора 296—298, 302—303, 329, 331—334
 Активность наведенная 87, 337
 Амортизация АЭС 408
 — — отчисления на капитальный ремонт 412—413
 — — отчисления на реновацию 411—412
 — нормы 410
 Атомные станции теплоснабжения (АСТ) 61
 Аффинажные процессы 184
 Баланс топливно-энергетический (ТЭБ) 46—49
 — делящихся нуклидов 100
 — потребления электроэнергии 52
 Балласт (в органическом топливе) 72
 Блутмирование РАО 378
 Валовой национальный продукт (ВНП) 24
 — общественный продукт (ВОП) 24
 Производство ядерного топлива 91
 Вторичное ядерное топливо 81
 Выгорание ядерного топлива 90, 135
 Выщелачивание урана из морской воды 198—200
 — — из руд 167, 171—174
 — — подземное 175—177
 Газодиффузионный завод 226—230
 — метод 259
 Газообразные радиоактивные отходы 374
 Газофторидная переработка 385
 Гексафторид урана 253—256
 Генерирующие мощности электро-энергетики СССР 53—54
 Гидрометаллургическая технология переработки урановых руд 57—58
 Гидроэнергетика 57—58
 Гидроэнергоресурсы 13, 58
 Глубина выгорания ядерного топлива 96
 Горючая масса в органическом топливе 72

ГОЭЛРО план 50—51
 Диоксид урана 308—312
 Диффузия газовая 203
 Длина свободного пробега молекулы 260
 Добыча урана 162—165
 — — экономика 189—196
 Евродиф 226
 Единая электроэнергетическая система СССР (ЕЭС) 68
 Единица разделительной работы (ЕРР) 215
 Жаропрочность органического топлива 72
 Загрузка ядерного топлива начальная 108
 — — — стационарная 108
 — — — удельная 106
 Закономерности и тенденции развития энергетики 69—71
 Запасы мировые нефти и газа 32—33
 — — угля 34
 — — урана 19
 Затраты на топливо АЭС
 Захоронение радиоактивных отходов 337, 380—382
 Зоны воспроизводства в реакторе на быстрых нейтронах 144
 Изотопы плутония 131, 155
 — урана 81, 131
 Инерционность энергетики 66
 Кальцинация РАО 379
 Кампания ядерного топлива календарная 104
 — — — эффективная 104
 Капитальные вложения в добычу и переработку урановых руд 120, 190—192, 196
 — — — изготовление ядерного топлива 122
 — — — производство обогащенного урана 236, 252, 292
 — — — сооружение АЭС общие 402, 406, 419—420

Капитальные вложения в сооружение АЭС удельные 401—407
 — — — химическую переработку (регенерацию) ядерного топлива 387—388
 Каскад идеальный 269
 — прямоугольный 269—270
 Каскадирование разделительных ступеней 268—271
 Контейнеры для транспортирования отработанного топлива 347—351
 Коррозионные потери гексафторида урана 357
 Коэффициент возврата топлива в цикл 127
 — воспроизводства (КВ) 91
 — готовности к эксплуатации 400
 — использования установленной мощности 397—399
 — накопления плутония 132
 — неравномерности выгорания 102
 — обогащения изотопов урана в центрифуге 279—280
 — — — в диффузионной ступени 209, 262
 — очистки от продуктов деления 185
 — полезного использования тепла 48, 56—57
 — пропускания газа через пористую перегородку 264
 — разделения изотопов урана 209
 — расхода энергии на собственные нужды 447
 — удельного расхода урана на обогащение 207
 — электрификации ТЭБ 26, 27
 Лазерный метод обогащения урана 247—252
 МАГАТЭ 14
 Материалы, воспроизводящие ядерное топливо 91
 Метод разделительного сопла 230
 Мировое потребление энергоресурсов 9
 МИРЭК 8, 27—30
 Молекулярное течение газов 261
 Мощность АЭС электрическая (брутто—нетто) 98
 — реактора тепловая 97
 Надкритичность 87
 Национальный доход 24
 Неравномерность потребления энергоресурсов 20—23
 — размещения энергоресурсов 18
 — энерговыделения в активной зоне 106—107
 Нуклид 81, 129—132
 Нуклидный состав топлива при его выгорании в реакторе 129—130

Обезвреживание отходов 373
 Обогащение руды 169—170
 Обогащенный уран 201
 Органическое топливо, горючая масса 72
 — теплотворная способность 71
 ОПЕК 31
 Осколки деления ядра 96
 Остаточное тепловыделение в активной зоне 87, 94
 Свал обедненного урана 244
 Отработанное ядерное топливо (ОЯТ) 90, 120, 337, 340—343
 Отходы радиоактивные 337, 368
 ОЭСР 14
 Первичное ядерное топливо 81
 Перегрузка ядерного топлива в реакторе 108—109
 Плотность (удельная) энерговыделения в твэле 302, 307—308
 Плутоний 99, 137—138, 155—157
 — накопление 100, 129, 132
 Пористая перегородка 262—266
 Постоянные затраты при эксплуатации АЭС 444, 451
 Потенциал разделения 212
 Потенциальные запасы урана 14
 Поток тяжелой и легкой фракции 206
 Потребности АЭС в обогащенном уране 224
 — — — природном уране 165—167
 — — — разделительной работе 223, 225
 — ТЭС в органическом топливе 76—77
 Приведенные (расчетные) затраты 433
 Прибыль 459, 461
 — балансовая 462
 — расчетная (чистая) 462
 Продукты радиационного распада 338—340
 Радиоактивность 337, 341, 382
 Радиоактивные отходы 339, 373
 — продукты деления 337—340
 Разделительная работа 212
 — способность (мощность) ступени 212, 217
 Разделительное сопло (метод Беккера) 230
 Расход делящихся ядер 97, 100
 — кислорода на сжигание органического топлива 72—74, 93
 Рафинат 186
 Реактивность (запас) 89, 95
 Регенерация ядерного топлива 356, 359
 Рентабельность 435
 Ресурсы (мировые) органического топлива 8

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ	
Глава 1. Энергия: потребности и ресурсы. Роль атомной энергии . . .	7
1.1. Первичные источники энергии. Ресурсы органического топлива и масштабы их расходования	7
1.2. Мировые ресурсы природного урана и их энергетический потенциал . . .	14
1.3. Неравномерность размещения энергоресурсов и потребления энергии. Взаимосвязь экономики и энергетики	18
1.4. Долгосрочные прогнозы потребления энергоресурсов. Роль ядерной энергии	25
1.5. Топливо-энергетические проблемы развития мировой энергетики . . .	30
1.6. Достигнутый уровень и прогнозы роста мощностей АЭС	38
Глава 2. Топливо-энергетический комплекс и электроэнергетика СССР. Ядерная энергия в системе энергетики страны	41
2.1. Структура энергетики	41
2.2. Энергетическая программа СССР на длительную перспективу. Основные положения	43
2.3. Топливо-энергетический баланс СССР	46
2.4. Электроэнергетика СССР (от плана ГОЭЛРО до наших дней)	50
2.5. Структура генерирующих мощностей электроэнергетики СССР и их использование	53
2.6. Гидравлические и гидроаккумулирующие электростанции (ГЭС и ГАЭС)	57
2.7. Ядерная электроэнергетика	59
2.8. Особенности производства энергии	61
2.9. Единая энергетическая система СССР	68
2.10. Программа развития электро- и теплоснабжения. Тенденции и закономерности	69
Глава 3. Органическое топливо. Потребности и особенности использования	71
3.1. Основные свойства органического топлива	71
3.2. Потребности ТЭС в органическом топливе	76
3.3. Условия топливоснабжения и роль АЭС в СССР	79
ЧАСТЬ ВТОРАЯ. ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА И ЭКОНОМИКИ ЯДЕРНОГО ТОПЛИВА	
Глава 4. Ядерное топливо. Особенности использования. Потребности АЭС в ядерном топливе	81
4.1. Понятие о ядерном топливе	81
4.2. Особенности ядерного топлива и его использования в ядерной энергетике	86

Ресурсы природного урана 14—17	Ультрацентрифуга 276
Рецикл (возврат) регенерированного ядерного топлива 90, 137—139	Уран-235 209
Резекстракция 181	— обогащенный 201
	— природный 81
	— регенерированный 135
Себестоимость энергии 444	Урановые руды и минералы 159
Сердечник твэла 83	Урановый институт стран ОЭСР 166
Смешанное уран-плутониевое топливо 91, 137	Условное топливо (у. т.) 7
Солнечная энергия 7, 12—13, 28	
Сорбционные процессы 177	Фонды основные 393
Среднее энергопотребление на 1 чел. в год 51	— оборотные 395
Стоимость изготовления твэлов 124, 138, 326—328	
— оборудования АЭС 420	Хранилища ОЯТ бассейновые 353
— регенерации ядерного топлива 389—390	— — сухие 349—352
— строительно-монтажных работ на АЭС 407, 420, 425, 427	
Степень разделительная 208	Цена урана обогащенного 116, 238—242
Схема топливоснабжения и топливоиспользования ТЭС 78	— — отвального 244—245
	— — природного 196—197, 200
Таблетки из диоксида урана 310—311	— единицы разделительных работ (ЕРР) 242
Тарифы на электроэнергию 459—461	— химической переработки ОЯТ 120—121, 124
— на тепловую энергию 461	Центрифуги 285—292
ТВС 84—86, 299—307	Центрифугирование 175
Твэл 83—84, 300, 305, 315—332	Центрифужные (центробежные) заводы 276—282, 289—292
Темп выжигания ядерного топлива 106	Централизованное теплоснабжение 55
Тепловыделение (остаточное) ядерного топлива 94, 117	Циркониевые сплавы 316—320
Теплосодержание органического топлива 71, 73	
Теплота сгорания (теплотворная способность) топлива 73	Экранный цикл ядерного топлива 144—145
Теплофикация 55	Экстракт 186
Топливо-энергетический комплекс (ТЭК) 41—43	Экстракционные процессы 177, 181
Топливный цикл, длительность 122	Электроэнергетика СССР 51
— — схемы 113, 119, 144	— мира 19, 21
Топливоснабжение 89	Элюирование (десорбция) 180
Торий 155	Энергетическая Программа СССР 43—46
Транспортирование ядерного топлива 346—349	Энерговыведение в активной зоне 102
Трибутилфосфат (ТБФ) 186	Энерговыводка с 1 т природного урана 16, 96
ТЭС 53	Энергонапряженность ядерного топлива в активной зоне 106
ТЭЦ 55	Энергетическая эффективность ядерного топлива 17, 132
	Эффективная кампания ядерного топлива 104
Удельная загрузка топлива 106—107	
— энерговыработка ядерного топлива 98	Ядерное топливо (первичное и вторичное) 81
Удельный расход условного органического топлива на 1 кВт/ч 56, 57	Ядерно-чистый уран 88, 185—187
— — ядерного топлива 134	Ядерная электроэнергетика СССР 59—60
	Ядерно-топливный цикл (ЯТЦ) 89, 142

4.3. Глубина выгорания — мера энергосыработки ядерного топлива. Потребности АЭС в топливе	96
4.4. Энергонапряженность, глубина выгорания и кампания топлива в ядерном реакторе. Начальная загрузка активной зоны и потребность в ядерном топливе на ввод в эксплуатацию АЭС	104
4.5. Режимы перегрузок ядерного топлива. Переходный период работы АЭС	109
Глава 5. Ядерно-топливные циклы в ядерной энергетике	111
5.1. Особенности технологии и экономики различных стадий ядерно-топливного цикла реакторов на тепловых нейтронах	111
5.2. Завершающая стадия ЯТЦ — радиохимическая переработка отработавшего ядерного топлива	117
5.3. Длительность ЯТЦ реакторов на тепловых нейтронах. Удельные затраты на топливо ЯТЦ	122
5.4. Необходимость замкнутого ЯТЦ в ядерной энергетике	124
5.5. Изменение нуклидного состава уранового топлива в процессе его выгорания. Воспроизводство, расходование и накопление плутония в реакторе	129
5.6. Удельный расход ядерного топлива. Эффективность его использования в реакторах на тепловых нейтронах	132
5.7. Пути повышения эффективности использования ядерного топлива на АЭС с реакторами на тепловых нейтронах	135
5.8. Использование плутония в реакторах на тепловых нейтронах	137
5.9. Накопление ^{238}U и его влияние на экономику ЯТЦ	139
5.10. ЯТЦ ядерной энергетике с реакторами-размножителями на быстрых нейтронах	142
Глава 6. Природный уран	146
6.1. Новый источник энергии — уран	146
6.2. Основные свойства урана. Торий. Плутоний	149
6.3. Распространенность урана	157
6.4. Урановые руды и минералы	159
6.5. Добыча и потребление природного урана	161
6.6. Прогнозируемый рост мощностей АЭС и потребности в уране	165
6.7. Гидрометаллургическая переработка. Основные стадии производства урана	167
6.8. Механическое обогащение, дробление и измельчение руды	169
6.9. Выщелачивание урана	171
6.10. Осветление растворов, фильтрация, промывка и сброс хвостов	174
6.11. Подземное и кучное выщелачивание	175
6.12. Получение химических концентратов урана методами сорбции и экстракции	177
6.13. Осаждение, получение сухих концентратов урана	183
6.14. Аффинаж. Получение из химических концентратов ядерно-чистого урана	184
6.15. Экономика добычи, переработки урановых руд и производства природного урана	189
6.16. Уран из морской воды	198
Глава 7. Обогащенный уран	201
7.1. Обогащенный уран — концентрированное ядерное топливо. Методы обогащения урана	201
7.2. Принципиальная схема производства обогащенного урана. Коэффициент расхода сырья	204
7.3. Основные понятия теории разделения изотопов элементов и их применение к урану	208
7.4. Работа разделения. Потенциал разделения. Разделительная мощность	212
7.5. Единица работы разделения. Единица разделительной мощности	215
7.6. Современное промышленное производство обогащенного урана	220

7.7. Потребности в обогащенном уране и пути их удовлетворения	224
7.8. Прогресс газодиффузионной технологии	226
7.9. Метод разделительного сопла	230
7.10. Диффузия или центрифугирование?	233
7.11. Выбор в США лазерного метода вместо центрифужного	235
7.12. Цена обогащенного урана	238
7.13. Отвалный уран	244
7.14. Лазерный метод разделения изотопов урана	247
Глава 8. Основы технологии получения обогащенного урана	253
8.1. Гексафторид урана	253
8.2. Разделение изотопов урана методом газовой диффузии (физические основы)	259
8.3. Особенности технологии газодиффузионного завода	267
8.4. Центрифужный (центробежный) метод разделения изотопов урана	276
8.5. Физические основы разделения газов в противоточных центрифугах	278
8.6. Конструкции противоточных центрифуг	285
8.7. Прогресс центрифужной технологии	289
8.8. Особенности центрифужного метода, его экономические оценки и прогнозы	293
Глава 9. Тепловыделяющие элементы и тепловыделяющие сборки реакторов АЭС	296
9.1. Активная зона реактора, требования к твэлам и ТВС	296
9.2. Дюксид урана. Изготовление таблеток	308
9.3. Металлическое топливо на основе урана	314
9.4. Циркониевые сплавы для каналов, ТВС и твэлов	316
9.5. Производство циркониевых труб для оболочек твэлов	321
9.6. Особо тонкостенные стальные трубы для оболочек твэлов	322
9.7. Производство твэлов для реакторов на тепловых нейтронах	323
9.8. Затраты на изготовление твэлов и ТВС для реакторов на тепловых нейтронах	325
9.9. Уран-плутониевое топливо реакторов-размножителей на быстрых нейтронах	329
Глава 10. Химическая переработка отработавшего ядерного топлива	336
10.1. Завершающая стадия ядерного топливного цикла	336
10.2. Накопление в твэлах радиоактивных продуктов деления	337
10.3. Время выдержки и радиоактивность отработавшего топлива	341
10.4. Транспортирование отработавшего топлива от АЭС до радиохимического завода	346
10.5. «Сухие» контейнеры и долговременные хранилища отработавшего топлива	349
10.6. Переработка топлива методом жидкостной экстракции	356
10.7. Радиохимический завод	361
10.8. Радиоактивные отходы. Проблемы обезвреживания и захоронения	373
10.9. Проблемы очистки топлива от газообразных продуктов деления и их обезвреживания	382
10.10. Газофторидные («сухие») методы переработки отработавшего топлива	385
10.11. Вопросы экономики регенерации отработавшего топлива	385
ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ. ЭКОНОМИКА АЭС	391
Глава 11. Основные производственные фонды и капиталовложения в ядерной энергетике. Организация проектирования и строительства АЭС	391
11.1. Основные производственные фонды в энергетике	391
11.2. Структура производственных фондов. Основные и оборотные фонды	393

Г	11.3. Фондоёмкость и фондоотдача. Показатели эффективности использования основных фондов АЭС	43
	11.4. Оценка стоимости основных фондов. Капиталовложения и удельные капиталовложения в АЭС	43
	11.5. Капитальные вложения в АЭС в капиталистических странах. Их особенности и структура затрат	43
	11.6. Износ основных фондов. Амортизационные отчисления на реконструкцию и капитальный ремонт	43
Г	11.7. Порядок и стадии проектирования. Правила и нормы проектирования, строительства и эксплуатации АЭС	43
	11.8. Сводный сметно-финансовый расчет затрат на сооружение АЭС	43
	11.9. Экономика и организация строительства АЭС. Структура капитальных вложений. Главный корпус АЭС	43
	11.10. Продолжительность строительства АЭС. Нормативы. Основные факторы сокращения сроков и затрат	43
	11.11. Совершенствование технологии и организации строительно-монтажных работ на АЭС. Роль проектов организации строительства и производства работ	43
	11.12. Организация пусконаладочных работ на пусковом блоке АЭС	43
	11.13. Оценка эффективности капиталовложений. Срок окупаемости, рентабельность. Приведенные затраты. Методика расчета	43
	Глава 12. Технико-экономические показатели АЭС. Себестоимость энергии	44
	12.1. Себестоимость продукции	44
	12.2. Структура себестоимости энергии в энергетике	44
	12.3. Состав и структура эксплуатационных затрат и себестоимости энергии на АЭС	44
Г	12.4. Затраты на топливо. Топливная составляющая себестоимости энергии	44
	12.5. Особенности расчета фактической топливной составляющей на АЭС	44
	12.6. Постоянные затраты АЭС и расчет постоянных составляющих себестоимости энергии	45
	12.7. Структура организации и управления эксплуатацией АЭС	45
	12.8. Увеличение глубины выгорания за счет мощностного эффекта реактивности и продления кампании топлива при работе реактора в режиме снижения мощности	45
	12.9. Потребности реакторного блока АЭС в уране на весь срок службы	45
	12.10. Условие экономичности химической переработки отработавшего топлива	45
	12.11. Цены и тарифы на электроэнергию. Прибыль и рентабельность	45
	12.12. Актуальность повышения эффективности топливоиспользования в реакторах на тепловых нейтронах	46
	12.13. Влияние глубокого извлечения ^{235}U при обогащении урана на экономику ЯТЦ и расход природного урана	46
	12.14. Роль реакторов-размножителей в топливообеспечении развивающейся ядерной энергетики	46
Г	Список использованной и рекомендуемой литературы	46
	Алфавитно-предметный указатель	47

Замеченные опечатки

Стр.	Строка	Напечатано	Следует читать
6	17-я снизу	9.9 и 9.10,	9.9,
7	4-я снизу	МИРЭК IX—IX Мировая энергетическая конференция, происходившая	Условное топливо (у. т.)—топливо с теплотворной способностью
13	7-я сверху	100—1000 МВт.	100—1000 МВт и более.
55	1-я снизу	См. примечание	См. примечание к табл. 2.4.
98	25-я сверху	α — масса	$\bar{\alpha}$ — масса
115	13-я сверху	себестоимость	себестоимости
121	12-я сверху	(ЕРР/кг)	(дол/ЕРР)
123	4-я сверху	еще не работает	не работает
209	Рис. 7.2	$(1-\theta) = W$	$(1-\theta) F = W$
247	16-я снизу	изотермического	изотопического
284	6-я сверху	$v = \omega^2 r^2$	$v^2 = \omega^2 r^2$
286	Подпись к рис. 8.16	Рис. 8.16. Центрифуга Гроота	Рис. 8.16. Центрифуга Гроота
330	3-я сверху	можно дистанционировать	сложно дистанционировать
337	7-я сверху	АЭС транспортирование	АЭС, транспортирование
343	8-я сверху	$22 \cdot 10^8$	$22 \cdot 10^6$
359	12-я снизу	превращать	возвращать
363	7-я снизу	Принимаются	Применяются
379	22-я снизу	отстающих	остающихся
398	ф-ла (11.3)	$\Phi =$	$\bar{\Phi} =$
448	15-я снизу	$\Phi = 0,8$	$\bar{\Phi} = 0,8$
457	ф-ла (12.18)	T_n/n	T_k/n